

Геология Нефти

STAT

STAT

5^{STAT}

ГОСТОПТЕХИЗДАТ · 1957

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
Алексеев Ф. А. Использование радиоактивных излучений и изотопов в геологии нефти	1
Бакиров Э. А., Гураги Ф. Г., Ровнин Л. И. Тектоника мезокайнозойских отложений южной половины Западно-Сибирской низменности	13
Чихачев С. М. Перспективы нефтеносности Азовской впадины	21
Габриэлян А. Г., Максимов С. П. Формирование залежей нефти и газа в каменноугольных отложениях Сталинградского Поволжья	23
Саидов М. Н. Генетическая связь нефти с озерными отложениями в Центральной Азии	33
Гришин Г. Л., Ровнин Л. И. Березовское месторождение природного газа	37
Печников В. В. Новые месторождения нефти на северо-западе Башкирии	41
Семихатова С. В., Рыжкова А. А., Миняева Е. Г. Отложения яснополянского, окского и серпуховского подъярусов и противинского горизонта в Бузулуке Чкаловской области	44
Ованесов Г. П., Залеев М. Г. Анализ состояния разработки девонских пластов Д _I и Д _{II} Туймазинского нефтяного месторождения	47
Перевков Н. А. Выделение продуктивных коллекторов в карбонатных разрезах	58
Латышова М. Г., Добринин В. М. Интерпретация диаграмм потенциалов вызванной поляризации в нефтяных скважинах	65
Косыгин Ю. А. Опыт исследования генезиса азербайджанских залежей нефти на основе большого аналитического материала	72

Редакционная коллегия

М. В. АБРАМОВИЧ, В. Ф. АНДРЕЙКО, Б. К. БАБА-ЗАДЕ, А. И. БОГДАНОВ, И. О. БРОД, И. В. ВЫСОЦКИЙ, Г. Л. ГРИШИН, Б. Ф. ДЬЯКОВ, И. П. ЗУБОВ, Н. А. КАЛИНИН, С. Т. КОРОТКОВ, М. С. ЛЬВОВ (зам. редактора), С. П. МАКСИМОВ (редактор), акад. С. И. МИРОНОВ, М. Ф. МИРЧИНК, Г. П. ОВАНЕСОВ, А. А. ТРОФИМУК, В. В. ФЕДЫНСКИЙ, М. М. ЧАРЫГИН.

Адрес редакции: Москва, К-12, Третьяковский пр., д. 1/19, тел. Б 3-17-35

ГОСУДАРСТВЕННОЕ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ИЗДАТЕЛЬСТВО
НЕФТЯНОЙ И ГОРНО-ТОПЛИВНОЙ ЛИТЕРАТУРЫ, МОСКВА

ПРОЛЕТАРИИ ВСЕХ СТРАН, СОЕДИНЯЙТЕСЬ!

Геология НЕФТИ

ОРГАН МИНИСТЕРСТВА
НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
СССР
ГОД ИЗДАНИЯ ПЕРВЫЙ

5

МАЙ
1957

Ф. А. АЛЕКСЕЕВ

Использование радиоактивных излучений и изотопов в геологии нефти

Общие замечания

Радиоактивные методы в нефте-промышленной геологии являются наиболее молодыми. Применение их (ГК и НГК) в промышленных целях для исследования нефтяных скважин началось практически с 1952 г., когда была создана используемая до настоящего времени двухканальная аппаратура РК, позволяющая одновременно снимать кривые ГК и НГК. Несмотря на относительную молодость метода, он прочно вошел в число обязательных при исследовании скважин во многих нефтяных районах и является единственным методом при исследовании скважин, крепленных колонной труб, когда возникает необходимость получить данные о содержании нефти, газа или воды в пластах за трубами.

При помощи радиоактивных методов практически успешно разрешена важная в технологии добычи нефти проблема определения положения водо-нефтяного контакта и контакта газ — жидкость в эксплуатационных скважинах, крепленных колонной труб.

За истекшие годы создана новая радиометрическая аппаратура, в которой используются высокоеффективные сцинтилляционные счетчики и нейтронные пропорциональные счетчики, разработаны новые методы исследования скважин — паведенная активность, Нейтронный гамма-кароттаж со спек-

троскопией вторичного гамма-излучения, нейтрон-нейтронный кароттаж (ННК), гамма-гамма-кароттаж и др. Имеются основания ожидать в ближайшие годы бурного развития методов ядерной физики в геологии нефти, которое должно привести к успешному решению многих вопросов и, в частности, вопросов прямого выделения нефтеносных и газоносных пластов в разрезе разведочных скважин, определения положения контактов вода — нефть, газ — жидкость в любых геологических условиях, количественного определения многих физических параметров нефтяного пласта (пористость, нефтенасыщенность и др.). Изучение минералогического состава пород по разрезу скважин и получение новых коррелятивов откроют большие перспективы для самых различных структурных и палеогеографических построений в разнообразных геологических условиях.

В настоящей статье рассматриваются возможности радиоактивных методов в решении некоторых вопросов промышленной геологии, таких, как расчленение разреза и выделение продуктивных пластов, определение положения контакта вода — нефть, газ — нефть и газ — вода в условиях скважин, крепленных колонной стальных труб, количественное определение пористости и других физических параметров пласта, а также вопросы использования радиоактивного изото-

па — трития — для контроля за движением пластовых вод при законтурном заводнении и возможности радиометрии для поисков нефтяных и газовых месторождений. При написании статьи были широко использованы результаты исследований, ведущихся в лаборатории № 1 Института нефти АН СССР, особенно при освещении разработки новых радиометрических методов исследования и новейшей аппаратуры.

Успешная разработка методов НГК-ЛС, ННК, НА и их широкое промышленное опробование, как и опробование новой аппаратуры, были возможны только благодаря активной совместной работе лаборатории № 1 Института нефти АН СССР и тематических партий геофизических предприятий нефтяной промышленности во главе с начальниками партий: Е. Б. Бланковым, И. А. Дворкиным, А. В. Золотовым, Ю. А. Гулиным, Л. Цлавом, С. П. Омесь и В. П. Иванкиным.

Расчленение геологического разреза скважин

Расчленение геологического разреза, вскрываемого скважинами, бурящимися без выноса или с крайне ограниченным выносом керна, в общем случае удается методами электрического каротажа. В большинстве случаев при помощи этих методов решаются вопросы выделения продуктивных нефтеносных и газоносных пластов и выясняются физические свойства их. Однако встречаются геологические условия, где электрический каротаж не может решить указанные выше вопросы. Это относится прежде всего к разрезу, сложенному карбонатными и галогенными осадками, а также ко всем случаям изучения жидкостного насыщения пластов и их физических параметров в скважинах, крепленных колонной стальных труб. В этих условиях единственными и в высшей мере эффективными являются нейтронные методы.

При исследовании скважин используются нейтронные методы в двух модификациях: нейтронный гамма (НГК) и нейтрон-нейтронный (ННК)

каротаж. Физические основы обеих модификаций нейтронного каротажа (НГК и ННК) одинаковы; интенсивности измерений зависят в основном от содержания водорода и хлора в породах. При помощи НГК регистрируется интенсивность вторичного гамма-излучения, возникающего в результате взаимодействия быстрых нейтронов с породой, а при ННК регистрируются тепловые или надтепловые нейтроны. Преимущественное развитие у нас в стране получил метод нейтронного гамма-каротажа (НГК). Существующая аппаратура РК позволяет снимать одновременно кривые ГК и НГК, которые, дополняя друг друга, повышают надежность геологической интерпретации измерений естественного и вторичного гамма-излучения. Сведения по ГК и НГК особенно важны в геологических условиях новых районов, где электрические параметры пород еще недостаточно изучены. Большая работа по разработке принципов интерпретации кривых ГК и НГК проведена коллективом ВНИИгеофизика под руководством Н. А. Перъкова.

Нейтронный гамма-каротаж (НГК) весьма эффективно используется для расчленения разреза, сложенного карбонатными и гидрохимическими осадками — известняками, доломитами, гипсами, ангидритами, солью; он помогает выделять в этом разрезе пористые зоны и тем самым способствует выявлению нефтяных и газовых залежей. В случаях осолонения бурового раствора или вообще при бурении на соленых растворах в карбонатном и галогенном разрезе НГК является по существу единственным методом, позволяющим выделять нефтеносные или газоносные пласти.

Проведенные в 1955—1956 гг. Институтом нефти АН СССР исследования ряда скважин нефтяных месторождений в Волго-Уральской области показали большие возможности метода ННК в выделении пористых зон в карбонатном разрезе. Этим же методом отчетливо расчленяется тонко переслаивающийся разрез месторождений Краснодарского края. Особо следует отметить возможности, которые откры-

ваются перед методом НГК по надтепловым нейtronам для изучения скважин, заполненных солеными растворами.

При использовании гамма-спектрометров для исследования скважин колонкового бурения станет возможным выявление новых, в высшей мере надежных коррелятивов в немых однородных толщах геологического разреза, значительное сокращение объема изучения кернового материала и повышение надежности структурных построений.

Определение положения контактов вода-нефть и газ-жидкость в скважинах, крепленных колонной стальных труб

В процессе разработки нефтяных месторождений важно своевременно выяснить характер продвижения контурных и подошвенных вод в нефтяную часть залежи, предупреждать возможность разрыва нефтяной залежи на отдельные участки, обеспечивая в целом наибольшее извлечение нефти из пласта. Постоянный контроль за положением водо-нефтяного контакта в пласте позволяет регулировать отбор нефти из скважин и закачку жидкости в пласт, определять интервалы вскрытий пласта в скважинах после их капитального ремонта.

Перемещение водо-нефтяных контактов приобретает особо важное значение на месторождениях с искусственно создаваемым водонапорным режимом (законтурное и внутренконтурное заводнение), а для месторождений с пологим залеганием пластов (месторождение типа Ромашкино) особое значение имеет и точность определения этого контакта.

Сегодня мы можем утверждать, что важнейшая научно-техническая проблема разработки нефтяных месторождений — определение положения водо-нефтяного контакта (ВНК) в скважинах методами радиометрии — успешно разрешена для большинства нефтеносных районов СССР.

Указанная задача методами радиометрии решается двумя способами: первый использует различие в содер-

жании хлора в нефтеносном и водоносном пластах (методы нейтронного гамма-каротажа (НГК) и нейтрон-нейтронного каротажа (ННК), а второй — различие в содержании натрия (метод наведенной активности).

Известно, что при помощи метода НГК определяется водородонасыщенность горных пород, позволяя выявлять коллекторы, содержащие воду или нефть. НГК не позволяет непосредственно выделять водоносные и нефтеносные пласти, однако в природных условиях в некоторых районах удается использовать этот метод для определения нефтеносных и водоносных пластов в разрезе скважин благодаря тому, что пластовые воды обычно содержат минеральные соли и, в частности, хлориды щелочных и щелочноzemельных металлов.

Хлор обладает аномально большим сечением поглощения медленных нейтронов (около 30 барн). Захват одного нейтрона ядром хлора сопровождается испусканием нескольких γ -квантов, что повышает показания прибора, регистрирующего вторичное γ -излучение (НГК) против водоносного пласта. Хотя величина этих различий при измерениях в обсаженных скважинах не очень велика (20—30%), она оказалась достаточной, чтобы использовать НГК в условиях девонских месторождений Волго-Уральской области, характеризующихся высокой минерализацией пластовых вод, для определения водо-нефтяного контакта.

Туймазинская геофизическая компания [1] впервые широко использовала НГК (стандартную аппаратуру и методику исследования) для контроля за перемещением водо-нефтяного контакта на Туймазинском нефтяном месторождении.

Некоторые изменения в стандартной методике измерений (борное окружение, подбор зонда, увеличение диаметра защитной гильзы прибора), предложенные лабораторией РК Московского нефтяного института (В. Н. Дахнов, А. И. Холин и др.), несколько повышают эффективность измерений методом НГК со стандартной аппаратурой для определения ВНК [2].

Работы Московского нефтяного института в значительной мере способствовали внедрению метода НГК в повседневную практику.

Возможности НГК резко повышаются при использовании аппаратуры со сцинтилляционным счетчиком. Многочисленные исследования скважин этим прибором, проведенные Институтом нефти АН СССР и тематическими партиями трестов Татнефтегеофизика и Башнефтегеофизика на нефтяных месторождениях Башкирской и Татарской АССР, показали, что при индикации более жесткой части спектра гамма-излучения в водоносном и нефтеносном пластах эффекты на водо-нефтяном контакте увеличиваются до 50—60 %.

В аналогичных условиях замеры на стандартной аппаратуре по методике МНИ и Туймазинской геофизической конторы различаются не более чем на 20—30 %.

Применение НГК для определения положения ВНК даже в случаях использования аппаратуры с сцинтилляционным счетчиком ограничивается месторождениями с высокой минерализацией пластовых вод и однородным литологическим составом пластов.

Используя отмеченное выше свойство хлора — большое сечение поглощения медленных нейtronов, становится возможным применить также и метод нейтрон-нейтронного кароттажа (ННК) для определения положения водо-нефтяного контакта в скважинах.

Плотность тепловых нейtronов в водоносном пласте в 2—3 раза ниже, чем в нефтеносном. Однако при измерениях в обсаженной скважине эти различия снижаются, потому что быстрые нейтронны, замедляясь в цементном кольце и растворе, заполняющем скважину, создают около регистрацирующего прибора интенсивное поле тепловых нейtronов, мало зависящее от свойств пласта.

Вытеснение скважинной жидкости на участке прибора во время измерения плотности тепловых нейtronов, как показали модельные работы, подтвержденные исследованиями скважин,

приводит к разнице показаний прибора в несколько раз против нефтеносных и водоносных частей пласта. На рис. 1 приведен пример определения ВНК в скважинах методами НГК и ННК.

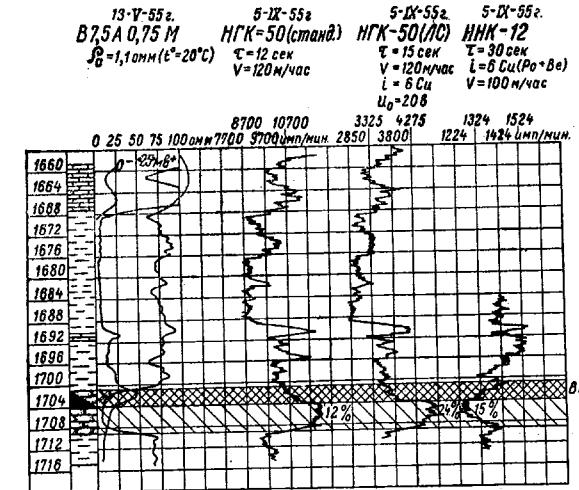


Рис. 1. Разделение нефтеносных и водоносных пород в обсаженной скважине методами НГК, НГК-ЛС и ННК (скв. 446, трест Бавлы-нефть).

При оценке возможностей НГК и ННК для определения ВНК, кроме минерализации вод, необходимо учитывать литологию пласта, его коллекторские свойства. Для пластов с низкими коллекторскими свойствами показания замеряемых значений методами НГК и ННК снижаются, что может приводить к неоднозначной интерпретации этих величин. Пористость продуктивного пласта существенно может изменяться на близких расстояниях, что ограничивает возможность названных методов. Практика последних 2—3 лет работы геофизических партий трестов Татнефтегеофизика и Башнефтегеофизика указывает на то, что НГК не может решить однозначно задачу определения ВНК в скважинах. Это относится к месторождениям (Туймазинское, Бавлинское, Ромашкинское) с высокой минерализацией пластовых вод, где при помощи НГК в среднем в 80 % случаев удается удовлетворительно решить эту задачу. При низкой минера-

лизации пластовых вод или щелочном типе их методы НГК и ННК для определения ВНК вообще не применимы. К такой категории относится большое число нефтяных месторождений Союза.

Наиболее надежное решение вопроса разделения нефтеносных и водоносных пластов в крепленых скважинах дает метод наведенной нейтронами активности натрия, разработанный еще в 1953 г. в Институте нефти АН СССР [3].

В основе метода наведенной активности лежат принципы активационного анализа, широко применяемого в технике. Для разделения нефтеносных и водоносных пластов при помощи этого метода нами в качестве индикаторного элемента был избран радиоактивный натрий (Na_{11}^{24}), имеющий период полураспада 15,1 часа ($T^{1/2} = 15,1$ часа) и образующийся из стабильного изотопа Na_{11}^{23} при облучении его нейтронами. Как известно, содержание натрия в солевом составе пластовых вод, а следовательно, и в водоносной части пласта практически в 10—15 раз превышает содержание его в нефтеносной части.

Проводимые до сих пор исследования в многочисленных скважинах для определения ВНК методом НА показали, что при помощи его удается надежно решать поставленную задачу там, где НГК и ННК ее совершенно не решают. Обычно для месторождений девона и карбона Русской платформы наведенная активность водоносного пласта превышает в 3—6 раз наведенную активность нефтеносного пласта. На рис. 2 приведен пример замера ВНК методом НА, где НГК и ННК не давали результата.

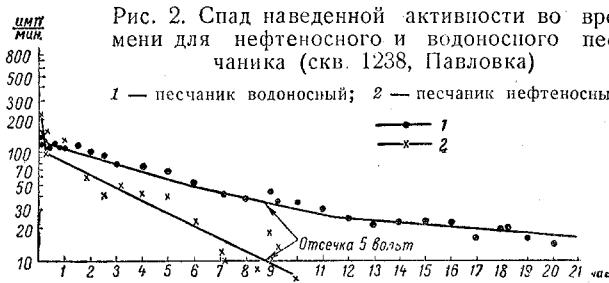
Исследования, выполненные за последние годы коллективом лаборатории № 1 Института нефти АН СССР и тематическими партиями геофизических трестов, показали практическую возможность использования метода наведенной активности не только натрия, но и марганца, а в некоторых случаях и алюминия для разделения нефтеносных и водоносных пластов в отложе-

ниях как девона, так и карбона. Решающее значение метод НА будет иметь для определения ВНК в карбонатном разрезе и при слабой минерализации пластовых вод.

При совместных работах Института нефти АН СССР и треста Краснодарнефтегеофизика в 1956 г. получены первые результаты, подтвердившие наше предположение о возможности использования метода НА для определения положения ВНК в условиях нефтяных месторождений складчатых областей, характеризующихся относительно слабой минерализацией пластовых вод. Для широкого промышленного

Рис. 2. Спад наведенной активности во времени для нефтеносного и водоносного песчаника (скв. 1238, Павловка)

1 — песчаник водоносный; 2 — песчаник нефтеносный



го использования метода НА при определении ВНК на нефтяных месторождениях складчатых областей требуется аппаратура с сцинтилляционными счетчиками, пригодная для работы в скважинах с температурами до +80, +100° С.

В практике геофизических исследований метод НГК достаточно широко используется для разделения газоносной и нефтеносной (водоносной) частей пласта. Хорошие результаты по разделению этих частей пласта получены и методом ННК.

На рис. 3 приведен пример использования НГК и ННК для определения контакта газ — нефть.

Подводя итоги сказанному, можно сделать заключение, что геофизическая служба в настоящее время имеет три метода определения положения водонефтяного контакта в обсаженных скважинах: НГК, ННК и НА. При помощи этих методов можно определять ВНК в различных геологических условиях подавляющего большинства нефтяных месторождений Союза. Тре-

буется только обеспечить геофизические предприятия скважинной аппаратурой сцинтиляционными и ней-

тронными пропорциональными счетчиками и термостойкими вариантами ее.

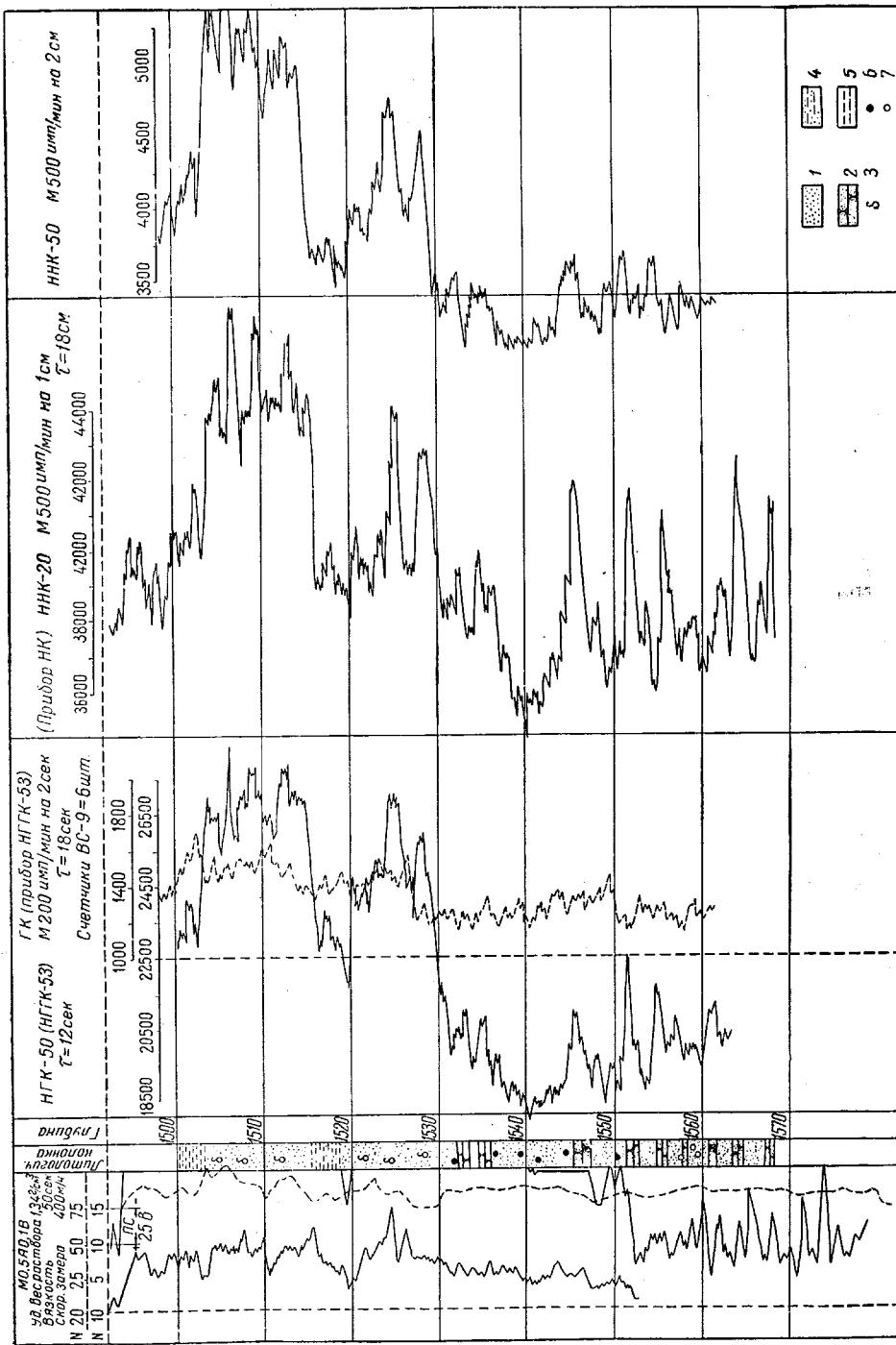


Рис. 3. Результаты радиометрических исследований (скв. 163, Анастасьевское месторождение).

Количественное определение пористости

Для количественного определения пористости нефтеносных пластов были сделаны предложения использовать методы гамма-гамма-каротажа (ГГК) и НГК (Гулин). В последнее время разработкой методики НГК для количественного определения пористости занимается лаборатория МНИ им. акад. И. М. Губкина.

Метод ГГК, основанный на измерении интенсивности рассеянного γ -излучения и отражающей плотность пород, позволяет в принципе определять и их пористость. Однако небольшая глубина, доступная методу, резкое влияние бурового раствора, глинистой корки, образующейся на стенке скважины, и другие факторы приводят к очень низкой точности определений.

На показания НГК, кроме водородосодержания, связанного с пористостью, оказывает значительное влияние химический состав пород (в основном хлор), а для пород с пористостью, большей 16—20%, НГК практически не фиксирует изменений пористости.

На основании изложенного можно сделать вывод, что возможности применения НГК для количественного определения пористости весьма ограничены.

Для практических целей наиболее ценимым является метод ННК по надтепловым нейtronам. Плотность распределения надтепловых нейtronов практически не зависит от поглощающих свойств среды, она определяется в основном ее замедляющей способностью. Последняя мало зависит от химического состава пород и, наоборот, находится в большой зависимости от водородосодержания пород.

В отличие от НГК метод ННК характеризуется большей чувствительностью к изменению содержания водорода в породе, на показания его не влияет γ -излучение и в значительно меньшей степени влияет плотность пород. Относительная дифференциация кривых ННК значительно выше (60—70%), чем при НГК (30—40%).

В США метод ННК по надтепловым нейtronам широко используется для количественного определения пористости, причем точность этих определений достигает долей процента [4].

В аналогичном плане ведутся исследования и у нас в тресте Башнефте-геофизика и в Институте нефти АН СССР. После модельных работ, выполненных в лаборатории № 1 Института нефти еще в 1955 г. и подтвердивших большие возможности метода ННК для количественного определения пористости, в 1956 г. были проведены широкие исследования в скважинах Туймазинского и Бавлинского нефтяных месторождений. Проведенные в этом направлении исследования на указанных месторождениях, а также на Анастасиевском нефтяном месторождении Краснодарского края показали, что для количественного определения пористости особенно успешно может быть использован метод ННК с регистрацией надтепловых нейtronов и что при этом точность определения пористости составляет $\pm 10\%$ от измеряемой величины.

На рис. 4 даны зависимости показаний кривых ННК по надтепловым нейtronам от пористости пластов для нескольких скважин. Полученные ре-

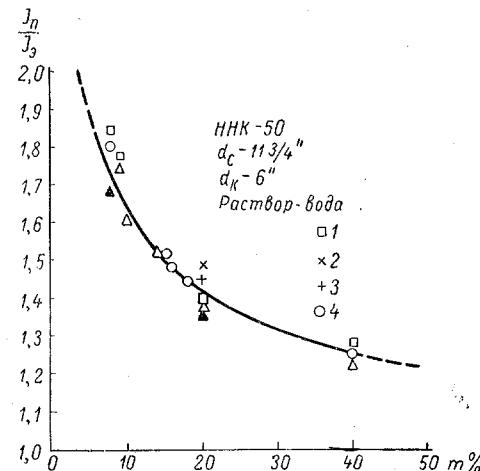


Рис. 4. Кривая зависимости показаний ННК по надтепловым нейtronам от пористости (Туймазинское и Бавлинское месторождения)

1 — скв. 803; 2 — скв. 1384; 3 — скв. 1384; 4 — скв. 67; J_n — интенсивность исследуемого пласта; J_9 — интенсивность эталона.

зультаты являются хорошими, если учесть, что измерения проводились в обсаженных скважинах, переход же к необсаженным скважинам и доработка методических вопросов будут сопровождаться значительным повышением точности количественного определения пористости.

Таким образом, в результате значительной исследовательской работы геофизическая служба получает надежный метод количественного определения пористости для чистых, неглинистых коллекторов — метод ННК по надтепловым нейtronам. Важнейшее значение он приобретает для количественного определения пористости в карбонатных коллекторах.

Для широкого промышленного использования этого метода необходимы доработка некоторых методических вопросов (для карбонатных коллекторов), оснащение геофизических предприятий аппаратурой ННК (такая аппаратура разработана Институтом нефти АН СССР) и систематическая проводка одной или нескольких эталонных скважин со сплошным отбором керна в интересующих интервалах на каждом месторождении.

Перспективы развития нейтронных методов

Нетрудно видеть, что перспективы успешного и полноценного использования нейтронных методов в решении вопросов нефтепромысловой геологии находятся в прямой связи с быстрым выпуском новой аппаратуры — скважинных сцинтилляционных гамма-спектрометров и приборов для регистрации нейтронов (ННК) с нейтронным пропорциональным, а еще лучше с сцинтилляционным счетчиком.

Чрезвычайно большое значение для увеличения эффективности сцинтилляционной аппаратуры имеет применение фотоэлектронных умножителей с большим фотокатодом и кристалло-фосфоров значительно больших размеров.

Это позволит не только значительно расширить возможности нейтронных методов в решении геологических вопросов, но и резко увеличить скорость исследования скважин.

Дальнейшие перспективы развития нейтронных методов связаны с созданием скважинного генератора нейтронов, который заменит используемые в настоящее время Ро + Be источники нейтронов, и новой измерительной аппаратуры.

Согласно сообщениям печати (например, J. Oil Forum, 1955, октябрь, стр. 369) в США генераторы нейтронов в габаритах, пригодных для исследования скважин, уже существуют и при помощи их ведутся интенсивные исследования.

Генераторы нейтронов имеют ряд решающих преимуществ перед Ро + Be источниками и раскрывают необычайно широкие перспективы исследования скважин. Благодаря высокой интенсивности вторичного γ -излучения и γ -излучения активированных ядер, возникающего под действием нейтронного пучка большой интенсивности, представляется возможным осуществить детальный анализ его энергетического спектра. Увеличение интенсивности по сравнению с имеющимися в настоящее время источниками нейтронов в сотни раз позволит прямо выделять нефтяные пласты по характерному для углерода спектру γ -лучей. При использовании генератора нейтронов станет возможна регистрация излучения Na_{24} на фоне интенсивного излучения Mn^{56} при выделении водо-нефтяного контакта и тем самым резко сократится время, необходимое для операции наведенной активности по натрию, а также значительно увеличится наблюдаемый относительный эффект.

С созданием генератора нейтронов появится возможность получения импульсного пучка нейтронов, что позволит развить новые методы исследования пород. Представится возможность также освободиться от основного недостатка методов НГК, ННК и НА — преимущественной чувствительности их к параметрам «ближней среды» — цементного кольца и бурового раствора. На базе этого метода, возможно, решится сложная задача количественного определения нефтенасыщенности. Более того, регистрация быстрых нейтронов с первичной энергией (14 мэВ)

через промежуток времени $2,5 \cdot 10^{-6}$ сек. после импульса даст возможность с большой точностью определять содержание водорода в породе, т. е. пористость.

При регистрации распределения быстрых нейтронов по времени и по энергии, станет возможным определение местоположения нефтенасыщенных пластов по особенностям в характере замедления быстрых нейтронов, связанным с присутствием углерода.

Наличие импульсного генератора нейтронов существенно расширит возможности активационного анализа для поэлементного анализа горных пород.

Следует указать еще, что высокая энергия нейтронов (14 мэв), получающихся в результате реакции Т—Д, значительно увеличивает проникающую способность (до 50 см вместо 15—20 см в породе средней влажности), а следовательно, резко увеличивает и разрешающую способность нейтронных методов для исследования скважин. Институтом нефти АН СССР совместно с ВНИИГеофизика и специализированными институтами ведутся работы по созданию скважинного генератора нейтронов и новой регистрирующей аппаратуры.

Так как с появлением скважинного генератора нейтронов нефтяная промышленность получит новое, в высшей мере эффективное средство исследования скважин, быстрейшей разработке его должно быть уделено самое серьезное внимание.

Радиометрический метод поисков нефтяных и газовых месторождений

Радиометрический метод относится к прямым методам обнаружения с поверхности земли нефтяных и газовых залежей.

По вопросу эффективности радиометрического метода поисков нефтяных месторождений в зарубежной печати, в частности в США, имеются противоречивые суждения. В большинстве случаев [6, 7, 8, 9, 10, 11, 12] высказываются оптимистические взгляды на возможность применения новых мето-

дов для поисков нефтяных месторождений; имеются обратные утверждения — случаи совпадений радиометрических аномалий и нефтяных залежей рассматриваются как чисто случайные [13], обусловленные своеобразными условиями морфологии местности и литологии верхних отложений.

Исследования по разработке радиометрического метода поисков нефти, выяснению основных вопросов теории и созданию соответствующей аппаратуры ведутся в Институте нефти АН СССР с 1953 г. Хотя объем этих исследований и был относительно мал, все же удалось провести радиометрические наземные и воздушные съемки в комплексе с геолого-морфологическими и геохимическими исследованиями на известных нефтяных и газовых месторождениях Нижнего Поволжья, Предкавказья и Западной Туркмении и на площадях с неустановленной нефтеносностью. Полученные материалы оказались необычайно интересными и важными и позволяют надеяться, что радиометрический метод в ряде районов и прежде всего в равнинных степных и полупустынных может явиться прямым методом поисков нефтяных и газовых месторождений. Конечно, требуется провести еще много исследований методик работы и интерпретации получаемых материалов, а в особенности создать спектрометрическую высокочувствительную аппаратуру, чтобы рекомендовать этот метод для широкого промышленного использования.

Нефтяные и газовые месторождения отчетливо выделяются на картах радиометрических аномалий; во всех случаях нефтяные залежи отражаются пониженными значениями величины γ -излучения. В общем виде нефтяные поля обрамляются полосами повышенных значений γ -излучения.

Из числа известных месторождений нефти и газа хорошо отразились на радиометрической карте месторождения Коробковское, Казинка, Пеллагиада, Кум-Даг, Челекен, Кизыл-Кум, Котур-Тепе и др.; как нефтяные месторождения отметились не разведанные еще площади Гагрань-Даг, Гекча и др.

При обработке и интерпретации материалов радиометрической съемки необходимо со всей тщательностью учитывать стратиграфию и литологию коренных и четвертичных отложений, слагающих с поверхности исследуемую площадь, морфологию местности и особенно наличие речных долин, озер и болот, солончаков и различных шоров (соров), песчаных бугров и вносить поправки на них. Отмеченные особенности геологии и морфологии местности оказывают большое влияние на характер радиометрической карты.

Многочисленные примеры отчетливо отражения нефтяных месторождений в аномальном распределении интенсивности γ и α излучений выходят за пределы случайности и указывают на существование закономерности этого явления.

Вопрос о природе радиометрических аномалий, наблюдающихся над нефтяными месторождениями, является главным и наиболее сложным в теории метода. Хотя в изучении этого вопроса сделаны только первые шаги, представляется возможным в общем виде сформулировать наши представления на природу наблюдаемого явления: почему над нефтяными залежами наблюдаются пониженные значения величины γ -излучения.

Пониженные значения величин γ -излучения над нефтяной залежью и относительно повышенные за ее пределами, с учетом геологического строения исследуемой поверхности, связаны с различным кларковым содержанием радиоактивных элементов в породах. Качественный анализ жесткости γ -излучения в районе нефтяных месторождений указывает на то, что наблюдаемые аномалии связаны с изменением содержания элементов уран-радиевого семейства и не связано с распределением Th.

При выяснении природы радиометрических аномалий может быть исключен из рассмотрения K^{40} , т. к. имеющие место амплитуды колебаний величин γ -излучения, выходят далеко за пределы содержания K^{40} в породах.

Исследование α -излучений образцов пород из района нефтяных месторо-

ждений при их нагревании до $+100-150^{\circ}C$, с учетом периода полураспада эманации, свидетельствует об эпигенетическом характере накопления урана и радия.

Распределение кларковых содержаний урана и радия в породах находится в прямой связи со специфической геохимической обстановкой, присущей нефтяному месторождению.

Экспериментальные исследования показывают, что сорбционные способности пород контролируются составом их газовой фазы и химизмом вод. Подмечено, что насыщение пород и вод такими продуктами, как CH_4 , CO_2 , NO_2 , в четыре и более раз снижают сорбционные способности пород вне зависимости от их литологии.

Наряду с этим отмечается повышенная выщелачиваемость урана и радия, содержащихся в породах, при воздействии на них вод, насыщенных CO_2 . Исследования в указанном выше плане приведут, мы полагаем, к раскрытию природы радиометрических аномалий над нефтяными залежами.

Для быстрейшего выяснения основных вопросов теории метода весьма желательно совместное проведение радиохимических, геохимических и физических исследований на ряде природных объектов наряду с проведением широких экспериментов в условиях лаборатории.

Изучение динамики подземных вод при помощи радиоактивных изотопов

Умение постоянно узнавать и контролировать направление и скорость движения подземных вод, надежно стратифицировать их имеет большое значение для различных отраслей гидрогеологии, инженерной геологии и гидротехники. В разрешении этих вопросов радиометрические методы могут оказать существенную помощь. Применительно к нефтяной геологии представляет первостепенный интерес использование радиоактивных изотопов, во-первых, для контроля за скоростью и направлением движения воды, закачиваемой в нефтяной пласт для поддержания пластовых давле-

ний, и, во-вторых, с целью изучения режима подземных вод крупных нефтеносных провинций. Познание режима подземных вод, характера их движения и возрастных соотношений в региональном плане имеет большое значение для успешного решения важнейших теоретических вопросов нефтяной геологии, связанных с установлением закономерностей формирования нефтяных месторождений.

Для решения указанных вопросов современная гидрогеология наряду с изучением всей совокупности данных геологии располагает такими средствами, как контроль за пьезометрами и химическим составом вод. Несмотря на всю ценность этих параметров, нужно отметить, что они не могут полностью решать многие теоретические вопросы гидрогеологии. Изучение растворимых в воде газов и микроэлементов, значительно расширяя наши возможности в изучении многих вопросов гидрогеологии, является недостаточным для суждений о возрастных соотношениях вод различных этажей геологического разреза или, что особенно важно, вод и вмещающих их пород, а также характера движения этих вод.

Изучение изотопного состава некоторых элементов вод и вмещающих их пород заслуживает серьезного внимания, и на этом пути, надо полагать, мы получим немало новых открытий.

Радиоактивные изотопы широко используются для выяснения геологии и выделения пористых проницаемых пластов в скважинах. Наряду с этим радиоактивные изотопы могут быть использованы не только для изучения технического состояния скважин, но и для контроля за движением подземных вод. Изучение распределения водных пластов по пласту при законтурном и внутриконтурном заводнении, широко применяемом при разработке нефтяных месторождений, возможно только с помощью «меченных» атомов.

Исследования ученых многих стран по подбору не сорбирующегося породой индикатора пока не привели к желаемым результатам. Для решения этих вопросов лабораторией № 1 ин-

ститута нефти АН СССР был применен изотоп водорода — тритий.

Тритий β -излучатель, обладающий энергией в 17,9 кэв, с периодом полураспада 12,4 лет. Тритий, как индикатор для мечения воды, обладает рядом решающих преимуществ перед другими индикаторами. Высокая чувствительность измерений позволяет определять 1 атом трития на 10^{16} атомов водорода. Тритий входит непосредственно в состав молекулы воды (вода практически метится водой), т. е. имеет место идеальный случай максимальной близости физико-химических свойств индикатора и исследуемой системы.

Мягкое β -излучение трития, большая степень разбавления в пластовых водах и, наконец, постоянная тенденция к дальнейшему разбавлению в естественных условиях делают использование трития желательным с точки зрения техники безопасности.

Теоретические оценки разбавления меченого объема воды в промысловых условиях показали, что основным фактом разбавления является самодиффузия в потоке, тогда как диффузия в связанную воду, происходящая за чрезвычайно малое время ($10^{-4} \cdot 10^{-2}$ сек), для пор среднего радиуса (10—20 микрон) практически не вносит заметного вклада в разбавление вследствие обратной диффузии в поток. Сорбционные процессы в коллекторе, по-видимому, также мало изменят концентрацию трития из-за малого коэффициента сорбции воды нефтью и породами.

В 1956 г. лабораторией № 1 Института нефти АН СССР при участии ГрозНИИ на месторождении Октябрьском объединения Грознефть была произведена закачка трития в одну из нагнетательных скважин (скв. 135). Распределение потока в пласте наблюдалось по трем эксплуатационным скважинам (скв. 73, 89 и 60) систематическим отбором проб воды и измерением трития.

Для обогащения проб тритием на один-два порядка было применено электрическое обогащение.

Излучение активности производи-

лось в виде газообразного водорода в счетчике внутреннего заполнения Гейгера-Мюллера.

Фон счетчика объемом 0,5 л составлял 9—15 имп/мин. Расстояние между нагнетательной и эксплуатационными скважинами составляло 80, 118 и 150 м. Анализ отобранных проб из наблюдательных эксплуатационных скважин показал, что вода пришла через 3, 7 и 12 суток со скоростями 40, 12 и 13 м/сут, вместо ожидаемого прихода через 60, 45 и 180 суток по принятым промысловым расчетам.

Изучение активности воды позволило сделать заключение о количественном распределении потока.

Разработанная методика мечения воды тритием позволит рационально управлять режимом заводнения нефтяных месторождений и решать большой круг других гидрогеологических и гидротехнических вопросов.

На первом этапе представляет большой интерес воспользоваться тритием для решения вопроса о перетоках из пласта D_2 в пласт D_1 и в целом для изучения движения закачиваемых в пласты вод по Туймазинскому месторождению.

Изучение в глубинных водах другого изотопа водорода — естественного дейтерия, проводимое в Институте нефти, позволит, по-видимому, использовать его для контроля за разбавлением пластовых вод при эксплуатации нефтяных месторождений, а также может быть использовано при выяснении вопросов генезиса вод различных горизонтов геологического разреза.

Заключение

Методы ядерной физики являются весьма эффективными в решении многих вопросов геологии нефти: корреляции разрезов, выделении продуктивных пластов, контроля за перемещением контактов нефть — вода и газ — жидкость в процессе разработки месторождений, изучении динамики подземных вод, а также изучении элементного состава горных пород, как по разрезу скважин, так и в образцах. Не раскрыты еще возможности радиометрии для поисков нефтяных месторождений.

Современное состояние промышленного использования методов ядерной физики в геологии вообще и в геологии нефти, в частности, не отвечает возможностям этих методов. Есть все основания ожидать, что ближайшее будущее ознаменуется бурным развитием методов ядерной физики применительно к решению геологических задач. Этому в немалой мере будет способствовать создание скважинного генератора нейтронов, мощного транспортабельного источника излучений и более совершенной спектроскопической гамма- и нейтронной измерительной аппаратуры. Возросшее внимание к нейтронным методам со стороны геологической и геофизической служб предприятий нефтяной промышленности СССР окажет большое влияние на успешное развитие этих методов и их широкое использование в решении разнообразных геологических вопросов.

ЛИТЕРАТУРА

- Галиевич А. Ш., Дворкин И. А., Лепешинский И. Ю., Дорофеев В. С. Оценка водонефтеносности пластов в обсаженных скважинах методом нейтронного гамма-каротажа. Нефт. хоз., № 11, 1955.
- Холин А. И. Разделение нефтеносных и водоносных пластов в обсаженных скважинах радиоактивными методами исследования. Изд. АН СССР, 1955.
- Кухаренко Н. К., Одиноков В. П., Шимелевич Ю. С. Возможности использования метода активации натрия для выявления нефтеносных и водоносных пластов и определения водо-нефтяного контакта в условиях обсаженной колонной скважины. Изд. АН СССР, 1955.
- James H. Russell, Bishop. Количество определение пористости горных пород методом нейтрон-нейтронного каротажа. Petroleum Eng., v. 2, № 4, 1954.
- H. Lundberg. World Petroleum, May, 1952.
- Lobdell, Buchley, Merritt. World Oil, August, 1954.
- Hage G. World Petroleum, 1954, III, v. 25, № 3.
- H. Lundberg. Oil Forum, Jan., 1955.
- Stothart. World Petroleum, April, 1954.
- H. Lundberg. Oil a. Gas J., 1956, 30/IV, v. 54, № 52.
- George A. Haddad Jr. Сцинтиляция. Практический подход к разведке газа и нефти. Oil Forum, III, 1956, p. 92—93.
- Gregory A. F. Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists, v. 40, № 10, October, 1956.

Э. А. БАКИРОВ, Ф. Г. ГУРАРИ, Л. И. РОВНИН

Тектоника мезокайнозойских отложений южной половины Западно-Сибирской низменности

Для успешных поисков месторождений нефти и газа в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности крайне важна правильная расшифровка тектонического строения этой территории.

За последние годы в ряде опубликованных работ (Н. Н. Ростовцев — 1955, 1956 гг., Б. А. Петрушевский — 1955 г., Г. Л. Гришин — 1956 г., Г. Е. Рябухин и И. И. Нестеров — 1956 г.) авторы пытались выделить в мезокайнозойском чехле низменности структурные формы первого, второго и третьего порядков.

В 1955 г. группой работников ВНИГРИ, трестов Запсибнефтегеология, Тюменьнефтегеология, Сибнефте-геофизика и Западсибнефтегеофизика под руководством Д. В. Дробышева составлена новая схема тектонического районирования Западно-Сибирской низменности. Однако и в этой работе выводы о геологическом строении центральной части низменности базируются в основном на материалах аэромагнитной съемки масштаба 1 : 1 000 000.

В течение 1955—1956 гг. трестами Запсибнефтегеология и Тюменьнефтегеология проведен большой объем колонкового бурения. Помимо структурно-картировочного бурения, проводившегося на отдельных площадях, большое количество скважин глубиной 300—500 м пробурено по профилям, пересекающим низменность в различных направлениях. Все скважины изучены электрокароттажем. Некоторые маркирующие горизонты, залегающие в глинистой толще нижнего олигоцена

(чеганская свита), четко фиксируются на электрокароттажных диаграммах и сохраняют свои характерные очертания на весьма обширных площадях.

Только в непосредственной близости к южному палеозойскому обрамлению низменности и на левобережье р. Обь (район Нарым — Колпашево), где в отложениях нижнего олигоцена резко возрастает роль песков, выделение маркирующих горизонтов несколько затруднено. Но и для этих районов, учитывая закономерности изменения мощностей и положение других опорных поверхностей (например, кровли или подошвы чеганской свиты), можно определить положение маркирующих горизонтов в разрезе.

Все это позволило авторам настоящей статьи построить сводную структурную карту южной половины Западно-Сибирской низменности в масштабе 1 : 1 000 000 по маркирующему горизонту Д, залегающему в верхней части чеганской свиты нижнего олигоцена (рис. 1). Горизонт этот представлен песчанистыми глинами, которые на электрокароттажных диаграммах выражаются пологим максимумом кривой КС и таким же пологим минимумом кривой СП.

В юго-западной части низменности, там где верхняя часть нижнего олигоцена вместе с горизонтом Д размыта, структурная карта построена по подошве нижнего олигоцена.

При построении структурной карты были использованы материалы по 1258 скважинам, из них 1170 колонко-

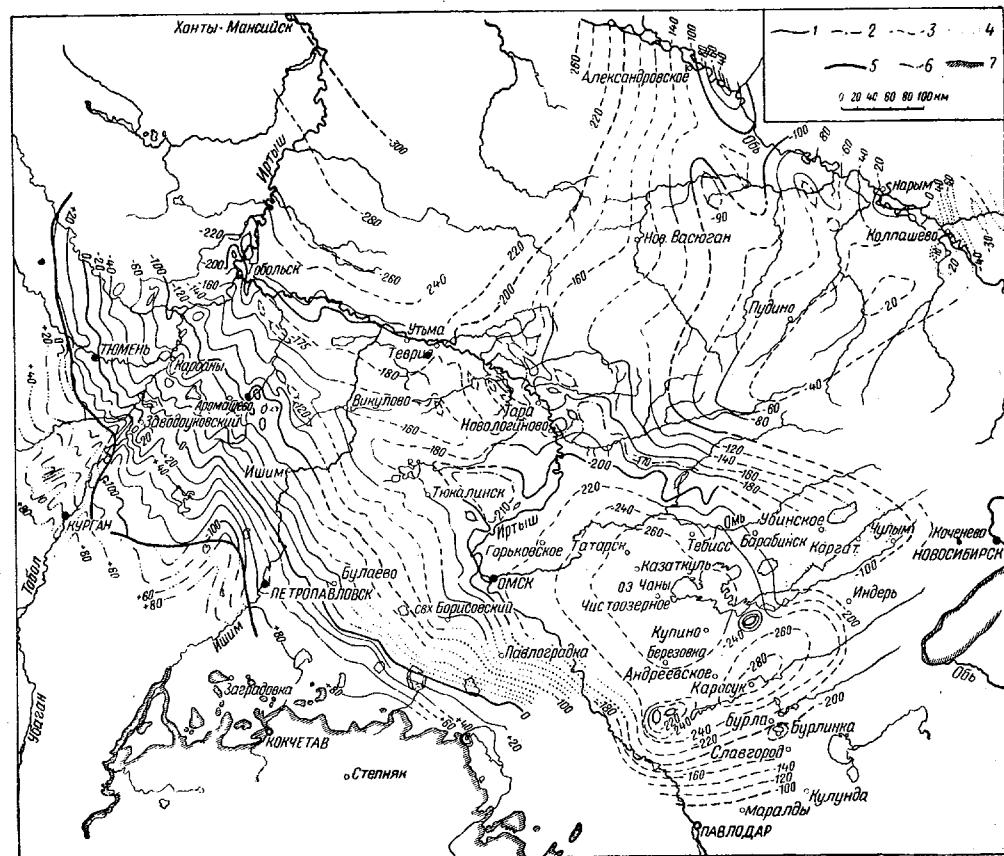


Рис. 1. Структурная карта южной части Западно-Сибирской низменности по подошве горизонта Д чеганской свиты нижнего олигоцена (Сост. Э. А. Бакиров, Ф. Г. Гурари, Л. И. Ровнин).

1 — изолинии подошвы горизонта Д; 2 — промежуточные изолинии подошвы горизонта Д; 3 — предполагаемые изолинии подошвы горизонта Д; 4 — изолинии подошвы горизонта Д, проведенные в итоге пересчета с другого горизонта; 5 — граница области размыва горизонта Д; 6 — изолинии кровли эоцен; 7 — граница выхода на поверхность пород палеозойского возраста.

вых структурно-картировочного и профильного бурения и 88 роторных. Кроме того, учтено 97 скважин, пробуренных для водоснабжения.

Построение структурной карты по маркирующему горизонту в нижнем олигоцене с учетом материалов глубокого бурения и геофизических исследований позволяет значительно уточнить представления о тектонике мезокайнозойского чехла южной половины Западно-Сибирской низменности.

В пределах южной половины низменности выделяются следующие структуры первого порядка: Ханты-Мансийская, Омская и Чулымо-Енисейская синеклизы, Васюганский свод, Тарская

седловина и склоны палеозойских складчатых сооружений (восточное погружение Урала, северо-восточный склон Казахского складчатого массива, северо-западные склоны Алтая и Колывань-Томской складчатой дуги и северо-западное погружение Восточно-Саяна). Взаимоотношение указанных тектонических элементов показано на рис. 2.

В пределах склонов палеозойских складчатых сооружений Н. Н. Ростовцев (1955, 1956 гг.) выделяет Предуральскую синеклизу (к западу от р. Тобол), Вагай-Ишимскую антеклизу (в Вагай-Ишимском междуречье) и Родинскую антеклизу (к северо-западу

от подножий Алтая). На наш взгляд выделение этих структур не обосновано, так как склоны палеозойских складчатых сооружений характеризуются моноклинальным строением как поверхности фундамента, так и отложений мезокайнозойского покрова. Характерной чертой строения склона палеозойского обрамления является постепенное выклинивание древних стратиграфических комплексов мезозоя по направлению к периферийным частям низменности, что обуславливает в свою очередь уменьшение углов наклона от древних горизонтов к более молодым. Однако в строении мезокайнозойских отложений отдельных районов существуют некоторые особенности.

Восточное погружение Урала характеризуется довольно пологим наклоном поверхности фундамента и еще более пологим наклоном мезокайнозойских отложений. Углы наклона поверхности фундамента и нижнего олигоцена на участке Кузнецово — Тобольск соответственно равны: $0^{\circ}14'$ (4 м/км) и $0^{\circ}03,5'$ (1 м/км).

Поверхность фундамента низменности погружается от г. Кустанай на северо-восток под углом $0^{\circ}15'$ (4,1 м/км), а отложения нижнего олигоцена — под углом $0^{\circ}02,5'$ (0,7 м/км).

Разрез мезозойских отложений в прерялах Уральского погружения быстро наращивается в восточном направлении в основном за счет нижних горизонтов. Так, если в районе с. Бутка (115 км юго-западнее г. Тюмень) непосредственно на фундаменте залегают отложения сеномана, то в районе с. Лучинкино на фундаменте лежит готерив-баррем, а в районе г. Тюмень — средняя юра.

Отложения мезозоя Уральского склона характеризуются преобладанием морских и прибрежно-морских фаций, которые лишь на юго-западе в нижней своей части (юра, нижний мел) замещаются континентальными и прибрежно-континентальными фациями.

Большой фактический материал, полученный главным образом в результате глубокого бурения и сейсморазведки, позволяет выделить в пределах восточного погружения Урала структуры вто-

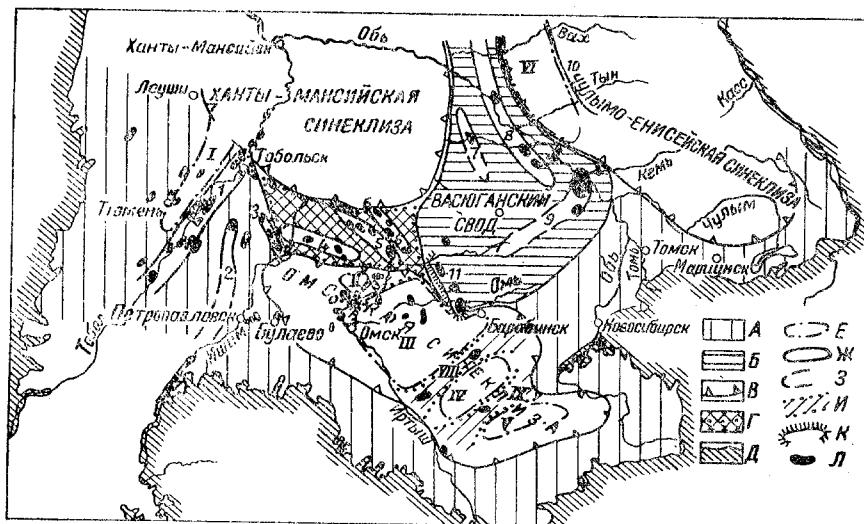


Рис. 2. Схема тектоники мезокайнозойских отложений южной половины Западно-Сибирской низменности. (Сост. Ф. Г. Гуарии и Э. А. Бакиров.)

А — склоны палеозойских складчатых сооружений; Б — своды; В — синеклизы; Г — Татарская седловина; Д — граница выхода палеозойских пород.

Структуры второго порядка. Е — впадины: I — Тюменская, II — Саргатская, III — Татарская, IV — Карасукская, V — Барнаул-Кулундинская, VI — Ларыкская, Ж — вали; І — Тобольский, 2 — Петровпавловский, 3 — Быстрюхинско-Крутыхинский, 4 — Малиново-Соллатский, 5 — Завьяловский, 6 — Пологрудовский, 7 — Нюрольский, 8 — Александровский, 9 — Парашибский, 10 — Камесеский; З — предполагаемые продолжения валов; И — поднятия, разделяющие впадины второго порядка: VII — Розановское, VIII — Купинское, IX — Славгородское; К — погребенные валы, выраженные в верхах верхнего мела и в третичных отложениях сочетанием "структурных поясов" или структурными террасами: II — Тебисский; Л — структуры третьего порядка (локальные поднятия в мезокайнозое).

рого и третьего порядков, которые фиксируются не только по нижним горизонтам мезозоя, но и отчетливо выделяются на структурной карте нижнего олигоцена (рис. 1). К структурам второго порядка нами относятся Тобольский вал и Тюменская впадина.

Тобольский вал (рис. 2, Ж, 1) имеет асимметричное строение: западный склон его пологий, восточный более крутой. Простирание вала совпадает с северо-восточными простирациями складчатых комплексов фундамента. Южная периклиналь недостаточно изучена; северная периклиналь располагается, видимо, между г. Тобольск и с. Уват. Вал осложнен серией локальных структур третьего порядка, вытянутых вдоль его оси и кулисообразно расположенных по отношению друг к другу. С запада к Тобольскому валу примыкает Тюменская впадина (рис. 2, Е, 1), включающая в себя выделенные Н. Н. Ростовцевым (1956 г.) Усть-Тавдинскую и Тюменскую впадины, разделенные Боркинским валом. Боркинский вал, намеченный Н. Н. Ростовцевым условно как структура второго порядка, не подтверждается фактическим материалом, полученным за последние годы. Это обстоятельство и заставило нас выделить на месте двух впадин Н. Н. Ростовцева единую Тюменскую впадину.

На севере Тюменская впадина, по-видимому, открывается в сторону Ханты-Мансийской синеклизы.

Северо-восточный склон Казахского складчатого массива характеризуется более крутым наклоном поверхности фундамента и мезокайнозойских отложений по сравнению с Уралом.

Углы наклона поверхности фундамента и нижнего олигоцена (горизонт Д) здесь соответственно колеблются от $0^{\circ}23'$ (6,5 м/км) до $0^{\circ}03,5'$ (1 м/км) — вдоль р. Ишим и от $1^{\circ}03'$ (19 м/км) до $0^{\circ}05,6'$ (1,6 м/км) — на участке Кзыл-Ту — Омск.

Такой сравнительно крутой наклон фундамента в этих районах низменности объясняется, видимо, наличием серии разломов в фундаменте, приуроченной к юго-западной прибрежной

части Омской синеклизы. С разломами могут быть связаны выделяемые Н. Н. Ростовцевым [6] Асановская, Ганькинская и Рявкинская ступени фундамента.

Нижняя часть мезокайнозойского покрова в пределах большей части Казахского склона низменности отсутствует. Однако по мере погружения склона по направлению к Омской синеклизе разрез мезозоя быстро наращивается. Мезозойские, особенно нижнемеловые, отложения северо-восточного склона Казахского складчатого массива характеризуются развитием континентальных и прибрежно континентальных фаций.

Разрез третичных и верхнемеловых отложений Казахского склона мало отличается от одновозрастных образований восточного погружения Урала.

В пределах Казахского склона выделяются структуры второго и третьего порядков преимущественно северо-западного простирания. Однако встречаются поднятия (например, Асановское и Октябрьское), имеющие попеченную, северо-восточную ориентировку. К структурам второго порядка относятся Быструхинско-Крутихинский и Петропавловский валы. Петропавловский вал (рис. 2, Ж, 2) расположен на границе Уральского и Казахского склонов и имеет почти меридиональное простирание. Он хорошо выделяется на структурной карте по подошве горизонта Д (рис. 1) и на структурных картах, построенных Э. А. Бакировым по отдельным ярусам мезокайнозоя между речью Иртыш и Тоболом.

На северном периклинальном окончании Петропавловского вала выявлена локальная структура третьего порядка — Вяткинское поднятие. Южное периклинальное окончание протягивается, видимо, до западного выхода палеозойских пород Казахского массива.

К северу от широтного колена р. Ишим располагается вал, выделенный на схеме, составленной под руководством Д. В. Дробышева, под названием Быструхинско-Крутихинского (рис. 2, Ж, 3). Этот вал имеет северо-западное простирание и хорошо выделяется по данным сейсмики и на структурной карте по горизонту Д нижнего

олигоцена (рис. 1). Строение его асимметричное: юго-западный борт несколько положе, чем северо-восточный. Вал осложнен локальными структурами третьего порядка, выявленными сейсмоприведкой и колонковым бурением (Челноковская, Большесорокинская и Крутыхинская).

Северо-западный склон Алтая по сравнению с северо-восточным склоном Казахского складчатого массива имеет более пологий характер. Наклон поверхности фундамента здесь не превышает $0^{\circ}12'$ (3,5 м/км). По палеогену (горизонт Д) погружение склона составляет $5'-6'$ (1,6—1,7 м/км). Для этой области характерны сильно уменьшенные мощности мезозоя и широкое распространение континентальных фаций, представленных главным образом пестроцветными отложениями.

Мезокайнозойские отложения склона Алтая изучены сравнительно слабо, и для выделения каких-либо структур второго и третьего порядков пока нет данных.

Северо-западный склон Колывань-Томской складчатой дуги имеет погружение поверхности фундамента значительно более крутое, чем в рассмотренных выше районах, и достигает $2^{\circ}20'$ (40 м/км). В пределах этого склона в верховьях р. Шегарка электроразведкой и сейсмопрофилированием выявлена глубокая впадина фундамента.

Северо-западное погружение Восточного Саяна имеет аналогичную крутизну. Угол по поверхности фундамента равен приблизительно $2^{\circ}18'$ (39 м/км). Мезозойские отложения здесь значительно дислоцированы. Местами углы падения их достигают $40-50^{\circ}$. Для мезозойской толщи характерно преимущественно распространение континентальных фаций.

В центральной части Западно-Сибирской низменности выделяется обширная Ханты-Мансийская синеклиза. Ее южное, западное и восточное крылья довольно четко очерчиваются погружением маркирующих горизонтов как палеогена (рис. 1), так и мезозоя. Строение северного крыла синеклизы не вполне ясно. Очевидно, на севере она соединяется с Чулымо-Енисейской

синеклизы. Нами Ханты-Мансийская синеклиза выделяется почти в тех же пределах, как на схеме, составленной под руководством Д. В. Дробышева. Она включает в себя Усть-Иртышскую и Усть-Вахскую впадины, выделенные Н. Н. Ростовцевым (1955, 1956 гг.). Фундамент на территории синеклизы еще не вскрыт, так как бурившиеся опорные скважины были остановлены: Ханты-Мансийская при забое 2181 м в отложениях готерив-баррема, Уватская при забое 2983 м в нижней юре (?) и Покурская при забое 2361 м в валанжине. С учетом градиента изменения мощностей юрских отложений глубина залегания фундамента в центре синеклизы составляет не менее 3500—3800 м. Расчет глубины фундамента по новейшим аэромагнитным исследованиям дает величины порядка 4—5 км.

Детали строения Ханты-Мансийской синеклизы не выяснены. Проведенные в южной части синеклизы аэромагнитные исследования масштаба 1 : 200 000 указывают на наличие локальных поднятий в строении поверхности фундамента, которым соответствуют, очевидно, и структуры в мезокайнозойском чехле.

В южной части низменности выделяется Омская синеклиза, которая расположена к юго-востоку от Ханты-Мансийской синеклизы, отделяясь от нее Тарской седловиной (рис. 2). Юго-западная граница синеклизы проходит вдоль долины р. Иртыш по направлению к ст. Булаево; юго-восточная — южнее линии железной дороги Кулунда — Барнаул. Северо-восточная граница пересекает Транссибирскую железную дорогу несколько восточнее ст. Убинская, после чего, резко заворачивая к западу, огибает Тебисскую структуру и уходит на северо-запад. Северная граница, пересекая р. Иртыш севернее с. Большеречье, протягивается в широтном направлении до р. Ишим. Омская синеклиза по нашей схеме существенно отличается от Омской синеклизы, выделенной Н. Н. Ростовцевым (1956 г.). Последним она была вытянута в северо-восточном направлении, т. е. вкрест простирания не только складчатых комплексов фун-

дамента, но и мезокайнозойских отложений чехла. Кроме того, Н. Н. Ростовцевым площадь ее была сильно сокращена.

В Омской синеклизе нами выделяются четыре впадины (с северо-запада на юго-восток): Саргатская, Татарская, Карасукская и Барнауло-Кулундинская. Впадины эти разделены Розановским, Купинским, и Славгородским поднятиями (рис. 2). История развития этих впадин не одинакова. Наиболее древней из них является Татарская впадина. Глубина фундамента в этой впадине достигает 3000 м: в скв. 4-Р Татарской площади он не был встречен при забое 3000 м. В других скважинах этой же площади он вскрыт на глубинах 2812—2892 м, а в Омской опорной скважине на глубине 2936 м. Анализ мощностей свидетельствует о том, что в течение всего мезокайнозоя Татарская впадина являлась областью устойчивого прогибания, причем заложение ее относится к рэт-лейасу. На это указывают рэт-лейасовые отложения, вскрытые Омской скважиной и отсутствующие на других участках юга Западно-Сибирской низменности. Исключением является район г. Колпашево, где эти же отложения выделяются пока условно и имеют незначительную мощность. В наиболее прогнутой части Татарской впадины известны локальные поднятия: Татарское, Усть-Тарское, Георгиевское.

Саргатская впадина, расположенная севернее Татарской, имеет небольшие размеры. Она отчленяется от Татарской впадины небольшим Розановским поднятием, которое прослеживается на построенных Э. А. Бакировым по методу схождения структурных картах от кровли готерив-баррема и выше.

Карасукская впадина выделяется нами впервые. Барнауло-Кулундинская впадина выделена на месте Прииртышской и Кулундинской синеклизы, описанных Н. Н. Ростовцевым [6], и Бийско-Барнаульской впадины (М. К. Коровин, 1945), так как фактические материалы бурения и геофизических исследований не дают оснований для разделения этой депрессионной области на самостоятельные отри-

цательные структуры первого или второго порядков. Карасукская и Барнауло-Кулундинская впадины характерны сравнительно поздним заложением. Наличие в сеномане широко развитых красноцветных отложений указывает, что в начале верхнего мела впадины еще не испытали значительного погружения. Погружение началось в верхнем мелу и наибольшего размаха достигло в третичном периоде, особенно в неогеновую эпоху. Характерно, что начало значительного погружения Карасукской и Барнауло-Кулундинской впадин совпадает по времени с началом интенсивного относительного вздымания смежной территории Васюганского свода и южной части Чулымо-Енисейской синеклизы.

Участки относительного поднятия, разделяющие впадины Омской синеклизы, хорошо прослеживаются не только по маркирующим горизонтам палеогена, но и в более глубоких горизонтах. К ним же приурочены локальные структуры — Ипатовская, Федоровская (Купинская седловина), Бурлинская и Ефремовская (Славгородская седловина). Характерно, что простирации поднятий, разделяющих впадины, а также локальных поднятий в общем имеют северо-восточное направление и хорошо совпадают с простиранием известных здесь «грив» современного рельефа.

Следует отметить, что выделенные Н. Н. Ростовцевым на этой территории Карагатский, Краснозерский и Славгородский валы не прослеживаются ни по материалам бурения, ни по данным геофизики.

Ханты-Мансийская и Омская синеклизы разделены крупной Тарской седловиной, выделенной нами в качестве структуры первого порядка (рис. 2, Г). Она характерна наиболее широким развитием структур второго и третьего порядков.

При общем преобладании северо-западных простираций структур наличие отдельных поднятий субширотной ориентировки (Борисовское, Малиновское, Большишереченское) и сложный перекрещивающийся характер простирации магнитных аномалий этого райо-

на указывают на раздробленность фундамента и значительную его мобильность, что обусловило развитие многочисленных структур в мезокайнозойском чехле.

В пределах Тарской седловины геофизическими исследованиями выявлено несколько структур второго порядка (Малиново-Солдатский, Завьяловский валы; рис. 2, Ж, 4, 5) и большое количество локальных поднятий. Малиново-Солдатский и Завьяловский валы хорошо выражены и в палеогене (рис. 1). Помимо этих структур, нами выделяются Пологрудовский вал (рис. 2, Ж, 6), хорошо прослеживаемый в палеогене и в глубоких горизонтах мезозоя. На его оси также расположено несколько локальных структур.

К северу от Омской синеклизы между Ханты-Мансийской и Чулымо-Енисейской синеклизы в строении мезокайнозоя выделяется пологий Васюганский свод. Существование этой структуры, выделявшейся ранее по материалам геологического картирования верхнетретичных отложений под названием Васюганского вала, позже отвергалось рядом исследователей, так как данные геофизики указывали на глубокое погружение фундамента в области Обь-Иртышского междуречья. Новые данные бурения и геофизических исследований устанавливают наличие этой положительной структуры, имеющей сложное строение и сложную историю развития.

Современная граница Васюганского свода проходит на западе от устья р. Вах к верховьям р. Васюган и далее, отклоняясь немного к западу, спускается на юг к ст. Тебисская. Отсюда она резко заворачивает на восток и северо-восток.

Юго-восточный склон Васюганского свода хорошо подчеркивается Тарской впадиной, выделенной С. Б. Шацким по распространению четвертичных отложений, залегающих среди поля плиоцена. Кроме того, электроразведочные и сейсмические работы выявили в районе верховий р. Шегарка глубокое погружение фундамента, которое сменяется к северо-западу подъемом его поверхности. Восточная граница

свода менее четка. Она проводится нами через нижние течения правых притоков р. Обь.

Васюганский свод является положительной структурой первого порядка, которая с конца нижнего мела представляла собой область относительного поднятия. Соответственно она отличается значительным уменьшением мощностей третичных и верхнемеловых отложений и существенным развитием в осадках этого возраста континентальных и прибрежно-морских фаций. Мощность морского верхнего мела уменьшается от 274 м в г. Тара до 194 м в разрезе Пудинской опорной скважины; мощность третичных отложений соответственно изменяется от 594 м до 251 м. История развития этой структуры в нижнемеловую эпоху и юрский период еще не вполне ясна. Предварительные итоги бурения Пудинской опорной скважины совместно с данными аэромагнитной съемки масштаба 1 : 200 000 позволяют считать, что в это время Васюганский свод представлял собой несильно погруженную область, характеризующуюся чередованием приподнятых и опущенных участков.

В пределах Васюганского свода намечаются структуры второго и третьего порядков. К структурам второго порядка относится Александровский вал (рис. 2, Ж, 8), отмеченный Н. Н. Ростовцевым (1955, 1956 гг.) и расположенный в северной части свода. Этот вал прослежен нами по палеогену далеко на юго-восток, вплоть до р. Паррабель (рис. 1). К нему приурочены три локальных поднятия: Назинское, Сильгинское и Сенькинское.

По материалам колонкового бурения нами выделен Нюрольский вал (рис. 2, Ж, 7), а по колонковому бурению и геофизическим данным Парабильский вал (рис. 2, Ж, 9), к которому приурочены Колпашевское и Бакчарское поднятие. В результате проведения колонкового бурения и сейморазведочных работ, вероятно, будет выявлена на территории Васюганского свода еще целая серия структур второго и третьего порядков.

С востока к Васюганскому своду

примыкает Чулымо-Енисейская синеклиза.

Анализ мощностей мезокайнозойских отложений и современной структуры синеклизы указывает, что ее южная часть имеет довольно сложную историю развития. В юрский период, а особенно в среднеюрскую эпоху, эта область испытала весьма интенсивное погружение и была заполнена мощной (более 1000 м) серией угленосных континентальных отложений.

Морские условия, существовавшие в Чулымо-Енисейской синеклизе в верхней юре, в результате трансгрессии моря с севера и запада в валанжине вновь сменяются континентальным режимом, удержавшимся до настоящего времени. В отдельные периоды (апт-альб) восточная и южная части синеклизы подвергались размыву и пeneplенизации. В конце мелового периода восходящие движения, развивающиеся в пределах Васюганского свода, охватили Чулымо-Енисейскую синеклизу. В третичное время южная часть синеклизы претерпела относительно большее поднятие, чем районы Васюганского свода. На это указывают неизначительное распространение и малые мощности третичных отложений южной части Чулымо-Енисейской синеклизы.

В северной части синеклизы нами выделяется Ларьковская впадина, которая характеризуется большими мощностями мезокайнозойских отложений и преобладающим развитием морских фаций.

С востока Ларьковская впадина ограничивается поднятием Пыль-Караминского вала, который был выделен Н. Н. Ростовцевым (1956 г.) и в последующие годы изучен С. Б. Шацким, проводившим там геологическую съемку и назвавшим его Камсесским валом.

Анализ фаций и мощностей мезокайнозоя указывает на возможное слияние Ларьковской впадины и всей Чулымо-Енисейской синеклизы с Ханты-Мансийской синеклизы севернее границы описываемой территории.

Разделяя точку зрения Н. Н. Ростов-

цева (1956 г.) о том, что Чулымо-Енисейская синеклиза (или по Н. Н. Ростовцеву — владина) являлась в мезокайнозое составной частью Западно-Сибирской депрессии и не была обособлена от ее центральных областей, мы считаем, что развитие этой синеклизы в мезокайнозое имело все же весьма своеобразные черты, которые отличают ее от других аналогичных структурных форм низменности (Омской и Ханты-Мансийской синеклизы).

Охарактеризованные основные черты тектонического строения мезокайнозойских отложений Западно-Сибирской низменности с учетом данных о составе и распределении битумов, вод и газов, о коллекторских свойствах пород позволяют наметить наиболее перспективные в отношении нефтегазоносности области.

На территории Западно-Сибирской низменности наиболее перспективными в отношении нефтегазоносности зонами мы считаем зоны, приуроченные как к центральной части, так и бортам обширной Ханты-Мансийской синеклизы, в пределах которой наблюдаются наибольшие мощности преимущественно морских мезокайнозойских отложений, в том числе толщи битуминозных сланцев верхней юры — нижнего валанжина (в Уватской скважине мощность сланцев, содержащих до 8% маслянистого битума, достигает 121 м).

Исходя из сказанного выше, к первоочередным объектам разведки мы относим структуры второго и третьего порядков, расположенные в непосредственной близости от Ханты-Мансийской синеклизы: Уватскую, Тобольскую, Деминскую, Абалакскую, Дубровинскую, северную часть Тарской седловины и северную часть Васюганского свода (Нюрольский и Александринский валы).

Что же касается центральной части синеклизы, то здесь первоочередной задачей является проведение комплекса геолого-геофизических исследований с целью выявления соответствующих структур, благоприятных для скопления нефти и газа.

ЛИТЕРАТУРА

Бакиров А. А. Опыт изучения геологии кристаллического фундамента Русской платформы на основе опорного бурения. Гостоптехиздат, 1954.

Гришил Г. Л. О некоторых вопросах развития геолого-разведочных работ в Западной Сибири. Нефт. хоз., № 2, 1956.

Коровин М. К. Новая позднепалеозойская Обь-Енисейская складчатая зона Западной Сибири. Изв. АН СССР, сер. геол., № 6, 1945.

Петрушевский Б. А. Урало-Сибирская эпигерцинская платформа и Тянь-Шань. Изд. АН СССР, 1955.

Ростовцев Н. Н. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности. Тр. ВСЕГЕИ, инф. сб. № 2. Госгеолиздат, 1955.

Ростовцев Н. Н. Западно-Сибирская низменность. Очерки по геологии СССР, т. I,

Тр. ВНИГРИ, нов. сер., вып. 96. Гостоптехиздат, 1956.

Ростовцев Н. Н. К тектонике Чулымо-Енисейского района. Материалы по геологии и полезным ископаемым, ч. I. Тр. ВСЕГЕИ, нов. сер., вып. 8, 1956.

Рябухин Г. Е. и Несторов И. И. Тектоника и возможная нефтегазоносность мезозойских отложений северного погружения складчатого Казахстана. Нефт. хоз., № 10, 1956.

Туаев Н. П. Очерк геологии и нефтеносности Западно-Сибирской низменности. Гостоптехиздат, 1941.

Шатский Н. С. Мезокайнозойская тектоника Центрального Казахстана и Западно-Сибирской низменности (к вопросу о явлениях унаследования и развития платформ). Сб. памяти А. Д. Архангельского. Изд. АН СССР, 1951.

* * *

С. М. ЧИХАЧЕВ

Перспективы нефтеносности Азовской впадины

(Нефтеносные отмели в Азовском море)

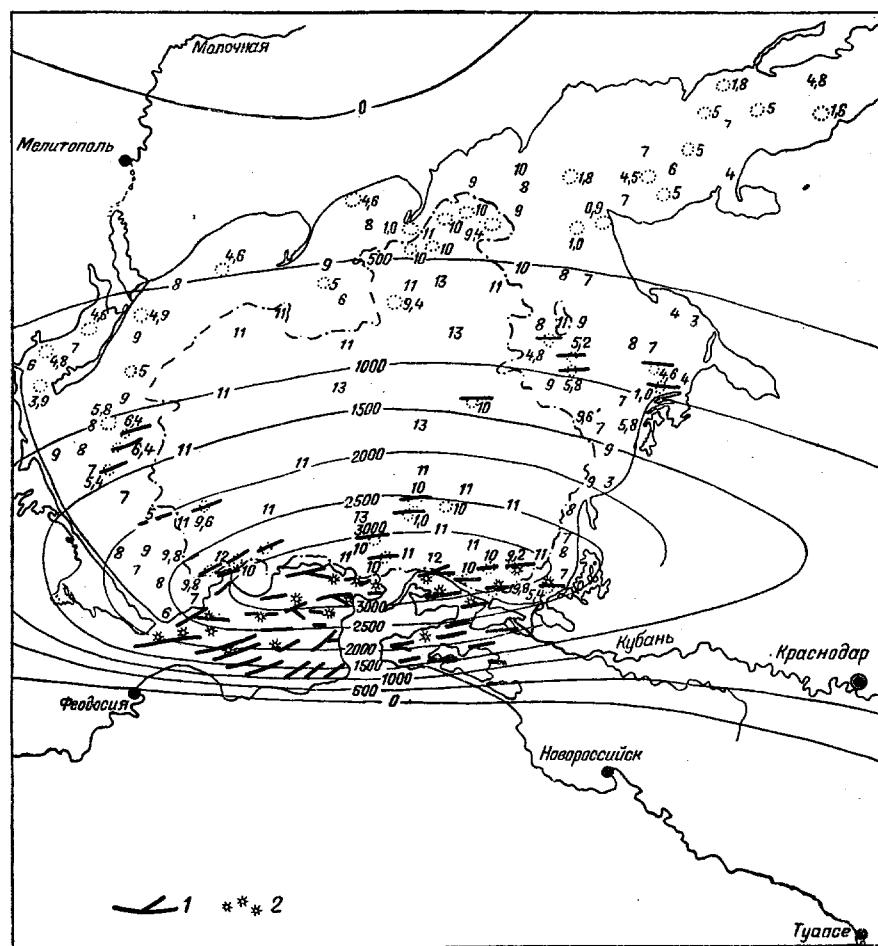
Среди перспективных на нефть и газ территории юга СССР одно из первых мест занимает впадина Азовского моря. Эта впадина располагается в геологических условиях, аналогичных условиям соседних нефтеносных районов Северного Кавказа — Майкопскому и Краснодарскому. Вполне вероятно, что освоение нефтеносных отмелей и банок Азовского моря (учитывая ледовые условия зимнего периода) является делом далекого будущего, но перспективная оценка этого района вполне современна.

В структурно-тектоническом отношении Азовская впадина представляет собой опущенный передовой край Южно-Русской платформенной области, непосредственно примыкающий к альпийской геосинклиналии Тетиса. Контуры Азовской впадины были заложены еще в мезозое и не претерпели значительных изменений до настоящего времени. Альпийская складчатость проявилась на территории впадины весьма своеобразно: покров кайнозоя был собран в пологие прерывистые куполовидные складки, местами усложненные диапи-

рами. Такая складчатость является поверхностью, характерной для областей, переходных от геосинклиналии к платформе. Представление о складках на территории Азовского моря создается при анализе типов складчатости Степного Крыма и Кубанской низменности.

Тектонически опущенная территория Азовского моря в отношении закрытости недр находится в несравненно более выгодном положении, нежели Керченский и Таманский полуострова, где препятствием для нефтяной разведки явились глубоко эродированные, раскрытие структуры.

Геологическими исследованиями последних лет, предпринятыми Крымским филиалом АН УССР и трестом Крымнефтеразведка, установлено, что нефтеносные фации майкопских и чокракских отложений продолжаются в сторону Азовского моря. О наличии нефтеносных пластов в южной части Азовского моря свидетельствуют нефтегазовые выбросы подводных грязевых вулканов вдоль северного побережья Керченского полуострова и в



Карта изомощностей майкопа Приазовья.

1 — оси антиклинальных структур; 2 — грязевые вулканы.

Темрюкском заливе. Изучение гидрохимии подземных вод и их газового состава в восточном Присивашье указывает на присутствие нефтяных вод в Азовской впадине и на Арабатской стрелке.

На карте изомощностей майкопа Приазовья (см. рисунок), составленной по данным большого числа глубоких роторных скважин, можно видеть сгущение изопахит майкопа в южной части Азовского моря. То же установлено и для отложений нефтеносных чокракских слоев, залегающих непосредственно на верхнем майкопе. Это означает, что существующие нефесодержащие горизонты имеют здесь большие мощности и что возможно появление новых горизонтов.

Это особенно справедливо для песчаных фаций королевских слоев верхнего майкопа и подошвы чокракского горизонта, которые на крайнем северо-востоке Керченского полуострова составляют наиболее перспективную серию пластов.

Как и в Бакинском районе Закавказья, грязевой вулканизм в Приазовье сопровождает нефтеносные толщи и может являться поисковым признаком на нефть и газ. Нами установлено, что степень развития грязевого вулканизма на Керченском полуострове прямо пропорциональна увеличению мощности майкопской толщи. Это подтверждает правильность прогноза увеличения нефтеносности в сторону центральной и южной частей Азовского моря.

Таким образом, по сравнению с территориями Степного Крыма, Керченского и Таманского полуостровов область, занимаемая Азовским морем, ввиду закрытости недр имеет ряд преимуществ, вследствие чего ее следует относить к районам, перспективным на нефть и газ. Основываясь на успешном опыте бакинских нефтяников по подводному бурению на нефть, можно рекомендовать для разведки южную часть Азовского моря как перспективную территорию для поисков нефти. Незначительные глубины Азовского моря, не превышающие 10—12 м, позволяют считать разведку на нефть здесь технически возможной.

Оси некоторых складчатых структур

уже сейчас намечаются вдоль северного побережья Керченского и Таманского полуостровов по рифовым банкам, каменным грядам и подводным грязевым вулканам. Глубина залегания перспективных на нефть и газ верхнемайкопских отложений и нижнечокракских слоев в южной части Азовского моря в сводах антиклиналей, вероятно, не превышает 500—750 м, благодаря чему разведка их возможна станком К-1000 с 20-метровой вышкой облегченного типа.

Для выявления структур под разведку в Азовском море следует произвести сейсмическое профилирование и магнитометрическую съемку южной части моря.

* * *

А. Г. ГАБРИЭЛЯН, С. П. МАКСИМОВ

Формирование залежей нефти и газа в каменноугольных отложениях Сталинградского Поволжья

В процессе разведки и разработки нефтеносных площадей Сталинградской области была установлена своеобразная, весьма важная особенность в распределении залежей нефти и газа, прослеживающаяся на локальных структурах, сравнительно далеко расположенных друг от друга по направлению регионального падения пластов.

Принято считать, что в глубоких ловушках скапливается вода, в повышенных — нефть, а в самых высоких — газ, как это имеет место в некоторых районах [1].

В Сталинградской области выявлено распределение нефти и газа, обратное указанному принципу: верхние структуры оказались заполненными нефтью, нижние — газом. На этом вопросе необходимо остановиться, так как познание закономерностей в расположении нефтяных и газовых залежей дает возможность правильно выбрать направления поисково-разведочных работ

и вместе с тем проливает свет на условия формирования этих залежей.

Данные, накопленные в процессе разбуривания, позволяют с достаточной уверенностью судить о структурном плане выделенных в разрезе каменноугольных отложений свит и горизонтов.

На фоне общего регионального погружения осадочных толщ Доно-Медведицкого вала на юго-восток, к Прикаспийской впадине, выделяются отдельные локальные поднятия.

Рассмотрим две группы поднятий: северную, состоящую из Бахметьевской, Жирновской и Линевской структур, и южную, включающую Арчединскую, Верховскую и Саушинскую структуры (Арчединно-Донские поднятия).

Из указанных структур три находятся в промышленной разработке и три почти закончены разведочными работами.

Наиболее высоким поднятием в первой группе является Бахметьевское,

промежуточное положение занимает Жирновское и пониженное — Линевское. Бахметьевское и Жирновское поднятия расположены на одной оси. Эта ось к югу от Жирновского поднятия погружается и вновь вздымается в широтном направлении, давая начало Линевскому поднятию.

Не вдаваясь в детали особенностей разреза вскрытой части каменноугольных отложений, рассмотрим только продуктивную часть визейского яруса — яснополянский подъярус, который расчленяется на сталиногорский (угленосную свиту) и тульский горизонты. Общая мощность яснополянского подъяруса на Бахметьевской площади 130 м, на Жирновской — 135 м, на Линевской — 145 м.

Тульский горизонт начинается сверху пачкой глин мощностью около 10 м, сменяющихся известняками, выраженным на каротажной диаграмме высокими омическими сопротивлениями. Вероятно, известняки по литологическому составу не везде выдерживаются, так как установлено, например, что в южной части Бахметьевской площади они замещаются водоносными песками. Ниже, почти до подошвы, тульский горизонт представлен глинами, песчаниками, песками. На Бахметьевской и Жирновской площадях среди этой песчано-глинистой толщи выделяются два песчаных пласта, расчлененные толщей глин мощностью до 12 м. Верхний из этих песчаных пластов назван пластом А, нижний — пластом Б₁. Мощности этих пластов изменяются в широких пределах. Песчаные отложения пласта Б₁ на юго-востоке Бахметьевки и на юге Жирного выклиниваются, замещаясь глинами. На Линевской площади достаточно четко выделяется пласт А, а пласт Б₁ представлен глинами.

В подошве тульского горизонта залегает известняк, прослеживающийся на Жирновской и Бахметьевской площадях, известный под названием репера N. Он также хорошо выделяется на каротажных диаграммах Арчединской площади.

Между репером N и известняками турнейского яруса располагается пачка

сталиногорского горизонта (угленосная свита), который представлен толщей переслаивающихся алевритовых глин, песчаников (часто глинистых) и алевролитов. Сталиногорский горизонт постепенно выклинивается в направлении к воронежскому массиву [2]. В пределах этого разреза выделяются три, а на некоторых участках и четыре песчаных пласта. Мощности глинистых и песчаных пластов непостоянны и изменяются, в связи с чем отмечается колебания мощности сталиногорского горизонта в целом.

В рассматриваемой толще яснополянского подъяруса выделены три продуктивных горизонта с установленной промышленной нефтегазоносностью: два (пласты А и Б₁) в тульском и один в сталиногорском горизонтах.

На некоторых особенностях распределения нефти и газа в этих горизонтах и краткой характеристике их мы считаем необходимым остановиться.

Тульский горизонт, пласт А

Нефтеносность пласта А на Бахметьевской площади установлена по данным опробования в семи скважинах. Залежь нефти локализуется на небольшом участке в присводовой части поднятия (рис. 1).

Наивысшая отметка кровли пласта 796 м, отметка водо-нефтяного контакта, установленного по каротажным данным, 820 м, т. е. этаж нефтеносности равен 24 м.

На Жирновской площади нефтеносность пласта А доказана по данным опробования в четырех скважинах (скв. 158, 214, 217 и 218). Так же как и на Бахметьевской площади, залежь нефти имеет весьма ограниченные размеры и приурочена к сводовой части структуры. Характерной особенностью является наличие в ней газовой шапки, которая выявлена опробованием пласта в скв. 158 и радиокаротажными исследованиями. Кроме того, на небольшом протяжении залежь нефти имеет подошвенную воду (даже при наивысшей отметке подошвы пласта), что позволяет считать ее водоплавающей.

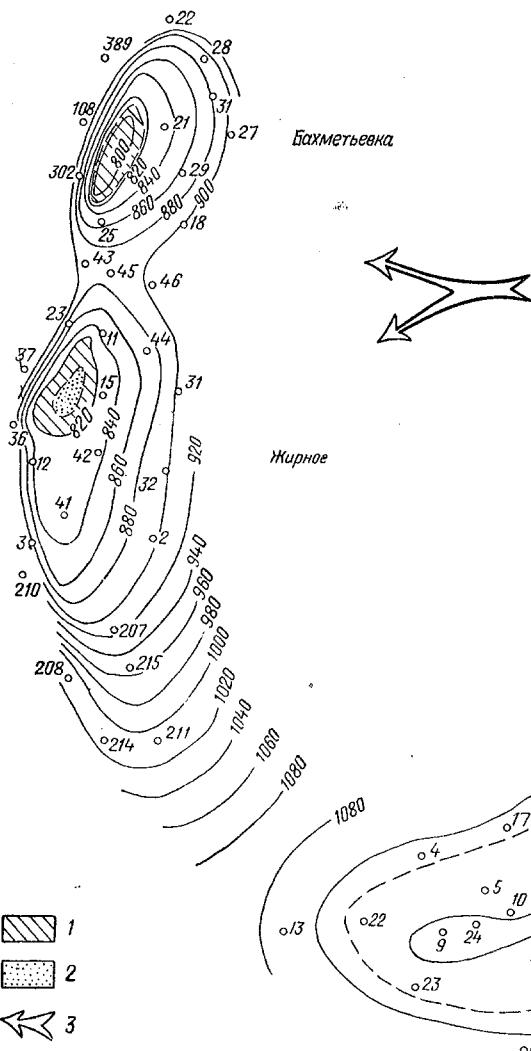


Рис. 1. Схематическая структурная карта кровли пласта А тульского горизонта (месторождения Бахметьевка, Жирное, Линево).

1 — нефть; 2 — газ; 3 — основное направление миграции.

Наивысшая отметка кровли пласта А на Жирновской площади 805 м, т. е. ниже чем на Бахметьевской на 9 м (см. табл. 1).

На Линевской площади наивысшая отметка кровли пласта А отмечена на глубине 1033 м. По всей площади пласт представлен водоносными песками и песчаниками.

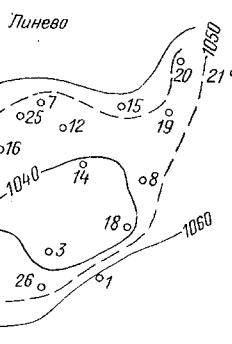
На Бахметьевской площади воды имеют: удельный вес 1,091; содержание иона Cl 78 865 мг/литр; воды бессульфатные; $S_1 = 69,4\%$; $S_2 = 29,92$;

$A_2 = 0,44\%$; минерализация $(\Sigma A + K) = 4468$ мг-экв. На Жирновской площади: удельный вес 1,092; содержание иона Cl достигает 79 265 мг/л; воды бессульфатные; $S_1 = 70,58\%$; $S_2 = 28,80\%$; $A_2 = 0,62\%$; минерализация $(\Sigma A + K) = 4499$ мг-экв. На Линевской площади пласт А на приток воды не испытывался.

Из приведенных данных видно, что воды пласта А на указанных выше площадях почти не отличаются друг от друга.

Пласт B_1

Продуктивность пласта на Бахметьевской площади установлена большим числом разведочных и эксплуатационных скважин. В процессе опробования скважин и при помощи радиокаротажных исследований обнаружена га-



зовая шапка больших размеров. Наивысшая отметка кровли пласта 820 м. Газо-нефтяной контакт имеет отметку 856 м. Водо-нефтяной контакт слабонаклонен на юг: на севере имеет отметку 911 м, на юге, у седловины между Жирновским и Бахметьевским поднятиями, 913 м (см. табл. 1).

На Жирновской площади пласт B_1 почти полностью разбурен. Выявлены нефтяные залежи с небольшой газовой шапкой. Характеристика залежи и нефтей дана в табл. 1.

Пласт	Площадь	Отметки				Этаж газоносности	Этаж нефтеносности
		наивысшей точки кровли пласта	газо- нефтяного контакта	вело- нефтяного контакта	газо- водяного контакта		
А (тульского горизонта)	Бахметьевка	796	—	820	—	—	24
	Жирное	805	809	820	—	4	11
	Линево	1033	—	—	—	—	—
Б ₁ (тульского горизонта)	Бахметьевка	820	856	912	—	36	56
	Жирное	835	847	913	—	12	66
	Линево	—	—	—	—	—	—
Сталиногорский горизонт (угленосная свита)	Бахметьевка	857	—	906	—	—	49
	Жирное	882	902	913	—	20	11
	Линево	1091	—	—	1105	14	—
Сталиногорский горизонт (угленосная свита)	Арчеда	854	—	868	—	—	14
	Саушинская	935	—	—	955	20	—

Состав газа на обеих площадях почти одинаковый, газ содержит: метана 80—85 %, этана 3—6 %, пропана 2,3—3,2 %, бутана и выше 2,8—4,3 %, CO₂ 4,5—5,5 %, азот 0,7—2,8 %.

Воды пласта Б₁ рассматриваемых площадей хлоркальциевые и не отличаются друг от друга.

На Линевской площади, как уже отмечалось, пласт Б₁ выражен глинистой фракцией.

Сталиногорский горизонт

Промышленная нефтеносность и высокая продуктивность сталиногорского горизонта на Бахметьевской площади установлены во многих скважинах. Опробование пласта в сводовой скв. 331, а также материалы радиокаротажных исследований свидетельствуют о том, что в залежи газовой шапки нет или она незначительных размеров (см. табл. 1 и рис. 2).

На Жирновской площади в скв. 156, 157, 158 и других, расположенных в сводовой части поднятия, в которых опробовались различные участки разреза (от III до I пласта), был получен газ. Результаты опробования, а также данные радиокаротажа позволили оконтурить сравнительно больших размеров газовую шапку

с узкой нефтяной оторочкой. Наиболее высокая отметка кровли пласта 882 м, т. е. на 25 м ниже бахметьевской (см. табл. 1).

На Линевской площади из сталиногорского горизонта почти во всех скважинах был получен при опробовании газ. Исключение составляет скв. 19, в которой сначала было получено немного нефти, а затем вода. Залежь здесь, вероятно, чисто газовая. Наивысшая отметка кровли пласта 1091 м, т. е. на 209 м ниже, чем на Жирновской и на 234 м ниже, чем на Бахметьевской площадях. Газоводяной контакт на отметке 1105 м, этаж газоносности 14 м.

Нефть на Бахметьевском месторождении (удельный вес 0,859—0,874) несколько тяжелее, чем на Жирновском (0,809—0,859).

Газ на Линевской площади отличается большим содержанием метана (91,5 %), чем на Жирновской (80 %).

По направлению падения пластов наблюдается некоторое изменение состава вод. Так, содержание хлора в воде сталиногорского горизонта на Бахметьевской площади колеблется от 86 000 до 88 000 мг/л, на Жирновской от 87 500 до 92 500 мг/л, а на Линевской примерно 100 000—101 000 мг/л. Соответственным образом увеличи-

Таблица 1

Пластовое давление	Давление насыщения	Пределы колебаний				Примечание
		удельный вес нефти	серы, %	парафин, %	легкие фракции до 300° С, %	
95	88	0,869—0,873	0,24—0,36	1,60—2,50	32,0—40,0	
97	95	0,877—0,881	0,27—0,34	5,62	29,0	
—	—	—	—	—	—	Пласт содержит воду
106	96—97	0,847—0,868	0,02—0,37	1,18—3,80	32,0—44,0	
106	96	0,851—0,864	0,05—0,71	1,28—5,80	30,0—42,5	
—	—	—	—	—	—	Пласт выражен в глинистой фракции
106	91	0,859—0,874	0,25—0,45	2,40—4,30	39,0—43,5	
111	95	0,809—0,859	0,18—0,42	1,70—3,50	32,5—37,5	
130	—	0,880—0,903	0	1,45—4,60	26,0—33,0	
		—	—	—	—	

вается и общая минерализация от 4900 до 5700 мг-экв.

Коллекторские свойства продуктивных пластов на указанных площадях характеризуются следующими данными: пористость достигает 20 %, проницаемость 0,6 дарси.

В пределах Арчедино-Донских поднятий установлена промышленная нефтеносность пока только на Арчединской площади, где она связана с отложениями турнейского яруса и сталиногорского горизонта. Так как продуктивность турнейского яруса вообще ограничивается Арчединской площадью, мы его не будем рассматривать.

Сталиногорский горизонт разбурен почти по всей нефтеносной площади, причем газовой шапки в пласте не обнаружено.

Наивысшая отметка кровли пласта 854 м, водонефтяного контакта 868 м. Этаж нефтеносности 14 м (рис. 3).

На расположенному к югу Саушинском поднятии наивысшая отметка кровли сталиногорского горизонта установлена на 916 м, т. е. на 62 м ниже, чем на Арчеде. Между тем сталиногорский горизонт здесь содержит чистый газ. Газоводяной контакт на Саушинской площади имеет отметку 936 м. Этаж газоносности 20 м.

Сталиногорский горизонт на Верховской площади распространен повсеместно. В разрезе горизонта выделяются три песчаных прослоя, отделенных друг от друга пачками серых слюдистых слоистых глин с изменяющейся мощностью. Вторая пачка распространена не повсеместно. Песчаники мелкозернистые, хорошо отсортированные. Коллекторские свойства к нижней части разреза ухудшаются. Пористость 22—24 %, проницаемость в среднем 393—512 миллидарси. Мощность пласта колеблется от 23 до 27 м, а на северо-востоке переклинали возрастает до 33 м (скв. 19).

Залежь газа имеет наивысшую отметку 916 м. Газоводяной контакт проходит на отметке 936 м. Следовательно, этаж газоносности составляет 20 м, т. е. такой же, как и на смежной Саушинской площади.

Состав газа: CH_4 — 98,4 %, C_2H_6 — 0,22 %; C_3H_8 и более высокие фракции — 0,01 %; CO_2 — 0,17 %; N_2 — 1,1 %.

Таким образом, для отдельных структурных поднятий Ставропольского Поволжья можно отметить следующие особенности.

1. В пласте А тульского горизонта на гипсометрически повышенной Бах-



Рис. 2. Схематическая структурная карта по кровле сталиногорского горизонта (месторождения Бахметьевка, Жирное, Линево).

1 — основное направление миграции; 2 — локальное направление миграции; 3 — нефть; 4 — газ.

метьевской структуре имеется чисто нефтяная залежь.

На Жирновской структуре, расположенной ниже Бахметьевской на 9 м, залежь содержит газовую шапку.

Линевская площадь погружена по сравнению с Жирновской структурой на 228 м, однако промышленных скоплений нефти и газа здесь в пласте А не установлено.

2. В пласте Б₁ тульского горизонта на Бахметьевской и Жирновской пло-

щадях установлены газонефтяные за-
лежи.

3. В сталиногорском горизонте (угленосная свита) на более высокой Бахметьевской площади содержится крупная нефтяная залежь без газовой шапки, на Жирновской площади — газонефтяная залежь и на самой погруженной Линевской площади — только газовая залежь.

Следовательно, по мере регионального падения пород стадионогорского горизонта в наиболее погруженной ловушке содержится газовая залежь, выше — нефтяная залежь с газовой шапкой, а в самой повышенной ловушке образовалась только нефтяная залежь.

В сталиногорском горизонте южной группы поднятий в наиболее погруженных ловушках (Саушинское и Верховское) установлены чисто газовые залежи, а в гипсометрически повышенной Арчединской структуре имеется чисто нефтяная залежь.

Установленная закономерность наблюдается также в отложениях башкирского яруса, которые нефтеносны на Бахметьевской и Жирновской площадях и газоносны на Линевской. На Арчединской и Саушинской структурах отложения башкирского яруса содержат газ. Естественно, что в каждой залежи нефть и газ располагаются по гравитационному признаку.

Проведенные исследования в пределах продуктивного пласта сталиногор-

ского горизонта (в угленосной свите) описанных выше месторождений со всей очевидностью подтверждают наличие процесса дифференциального скопления нефти и газа в ловушках в зависимости от их гипсометрического положения. Указанная закономерность установлена С. П. Максимовым в 1954 г. [3] для ряда месторождений Самарской луки и У. С. Гуссоу [4] в пределах нескольких зон нефтегазонакопления США и Ближнего Востока.

Принципиальная схема дифференциации углеводородов в ловушке изображена на рис. 4. По мере поступления в данную ловушку новых порций углеводородов газ будет занимать повышенную часть структуры и оттеснять нефть. Этот процесс будет продолжаться до тех пор, пока вся ловушка не заполнится газом. Нефть, вытесненная газом из этой структуры, будет перемещаться в направлении регионального подъема пласта до тех пор, пока не встретит новую ловушку. Если газ в данном районе имеется в достаточном количестве, то и во второй ловушке начнется процесс дифференциации газа и нефти по удельным весам. В связи с этим вторая ловушка может целиком заполниться газом или образовать только газовую шапку с оторочкой нефти.

Третья структура, расположенная на

пути движения углеводородов по региональному подъему пласта, будет заполнена только нефтью, содержащей в себе растворенный газ, и т. д.

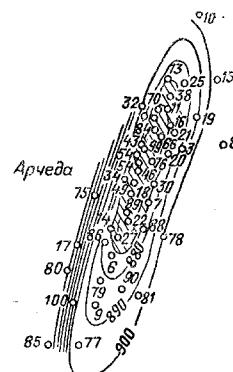
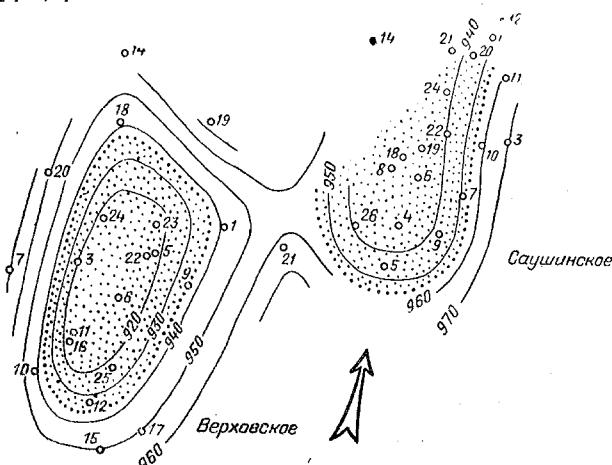


Рис. 3. Схематическая структурная карта по кровле сталиногорского горизонта (месторождения Арчеда, Саушинское, Верховское).

1 — нефть; 2 — газ; 3 — основное направление миграции.



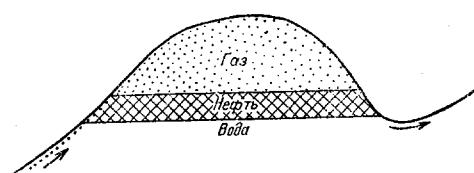


Рис. 4. Принципиальная схема дифференциации углеводородов в ловушке.

Если в четвертой структуре будет образована нефтяная залежь, то нефть этой залежи будет несколько тяжелее нефти предыдущей ловушки (третьей структуры).

Наиболее тяжелая нефть будет аккумулироваться в самой крайней продуктивной структуре [3]. Следовательно, при наличии нескольких ловушек, расположенных по региональному подъему пластов, ловушка, наиболее погруженная и расположенная ближе к бассейну нефтеобразующих пород, будет заполнена газом, промежуточная — газом и нефтью и повышенная — нефтью. После истощения бассейна, поддерживающего миграцию, верхние структуры останутся заполненными водой или могут иметь признаки нефти в результате локальной (местной) миграции.

Таким образом, как отмечает У. С. Гуссоу [4], миграцией и аккумуляцией нефти и газа управляют три основные закономерности:

1) гравитационный эффект, заставляющий мигрировать нефть и газ вверх в водонасыщенной среде;

2) непроницаемые породы, ограничивающие пути миграции и образующие места скопления нефти и газа;

3) эффект последовательности заполнения углеводородами структур, лежащих на пути миграции.

Все три основных фактора определяют возможность образования и характер нефтяного или газового месторождения.

На результат действия этих основных факторов влияют: 1) гидродинамические условия; 2) наличие трещин и плоскостей нарушения; 3) глубина залегания, от которой зависит вместимость для залежи газа; 4) региональный наклон; 5) температура и давле-

ния (на фазовые соотношения нефти и газа в месторождении) [4].

По-видимому, в значительной степени могут видоизменить первоначальный состав нефти и оказать влияние на выявленные закономерности: 1) минерализация и тип пластовых вод, 2) литологический состав коллекторов, по которым происходит миграция углеводородов, и 3) последующие тектонические движения, которые могут вызвать рост структуры или ее уничтожить, что может привести к переформированию залежей нефти и газа.

Признание описанной схемы формирования нефтяных и газовых залежей приводит к следующим выводам:

а) миграция и аккумуляция нефти и газа происходили в уже сформировавшиеся локальные структуры;

б) внутрирезервуарная миграция нефти и газа происходила:

1) в сталиногорском горизонте северной группы поднятий — с юго-востока на северо-запад, т. е. от Линева к Бахметьевке; не исключена локальная миграция нефти с востока на запад (рис. 2);

2) в сталиногорском горизонте южной группы поднятий (Саушинское, Верховское и Арчеда) — с юга на север (рис. 3);

3) в пласте Б₁ тульского горизонта северной группы поднятий — с юго-востока на северо-запад и с востока на запад; учитывая, что состав и минерализация пластовых вод в Жирном и Бахметьевке одни и те же, можно предположить, что формирование залежи в Жирном по времени опередило аккумуляцию нефти и газа в Бахметьевке, ибо имела место миграция несколько утяжеленной нефти из Жирного в направлении Бахметьевки; впоследствии залежь нефти в пласте Б₁ Жирновской и Бахметьевской площадей по существу стала единой;

4) в пласте А тульского горизонта северной группы поднятий — с востока на запад (рис. 1); газовая шапка в залежи пласта А месторождения Жирное явно имеет вторичный характер.

Нам представляется, что при одинаковых составе и минерализации пластовых вод в Жирном и Бахметьевке

газовая шапка в Жирном образовалась (этаж газоносности 4 м) вследствие поднятия пород новейшими тектоническими движениями, в результате чего пластовое давление почти уравнялось с давлением насыщения. Выделение газа из нефти в связи с падением пластового давления привело к некоторому увеличению удельного веса нефти пласта А Жирного и уменьшению выхода легких фракций по сравнению с аналогичной залежью в Бахметьевке.

Обращает внимание тот факт, что залежи нефти в пласте А в Жирном и Бахметьевке по своим размерам очень незначительны и приурочены только к купольным частям структур, а в Линево пласт А содержит только воду. Очевидно, указанные структуры следует рассматривать как последние на пути миграции нефти по региональному подъему пласта А, для заполнения которых нефти и газа не хватило. На пути миграции нефти и газа с востока на запад, вероятно, имеются гипсометрически пониженные ловушки, которые и аккумулировали основные количества нефти и газа. При этом следует указать, что если в направлении Жирного и Бахметьевки нефти и газа было все же достаточно, чтобы достигнуть этих структур, то при миграции с востока на запад в направлении Линево нефти не хватило и ловушка в пласте А осталась заполненной водой.

В последнее время на Иловлинской площади Саратовской области, расположенной к востоку от Бахметьевского и Жирновского месторождений, сталиногорский и тульский горизонты были вскрыты на значительном погружении и оказались промышленно продуктивными.

При этом получены из сталиногорского горизонта промышленный приток газа в количестве 900 000 м³/сутки, а из тульского горизонта газ и нефть.

Открытие залежей газа и нефти на Иловлинской площади подтверждает сделанный нами вывод о миграции нефти и газа с востока на запад и полностью укладывается в схему дифференциального скопления этих полезных ископаемых в залежах, расположенных

на едином региональном подъеме пласта.

Можно предположить, что установленная закономерность в распространении залежей нефти и газа в локальных структурах по региональному подъему пластов объясняется причинами тектонического характера, что современный структурный план каменноугольных отложений не соответствует древнему структурному плану и что структуры, содержащие в настоящее время газ, раньше занимали повышенное положение. Последовавшие тектонические движения могли привести к погружению одних структур и подъему других, что в свою очередь обусловило перераспределение пластового давления, от которого наряду с насыщением нефти газом зависят типы залежей.

С целью выяснения влияния тектонического фактора на условия формирования залежей нефти было прослежено посредством анализа мощностей и составления палеоструктурных карт взаимоположение рассматриваемых локальных структур, например, к концу каширского времени (наиболее высокий репер, залегающий на глубинах 180—400 м).

На палеоструктурной карте поверхности угленосной свиты к концу каширского времени (рис. 5) можно видеть, что Линевское поднятие находилось примерно на 90—100 м ниже Бахметьевского и на 30—40 м ниже Жирновского.

Арчединское поднятие, судя по мощности, к концу каширского времени подъема в северном направлении не испытывало, хотя контуры его сформировались раньше Саушинского. Отмечается лишь региональное вздымание слоев в западном направлении в сторону Воронежского массива. Следовательно, подъем в северном направлении произошел позже.

Таким образом, возможность объяснения аномального распределения нефтяных и газовых залежей влиянием тектонического фактора отпадает. Этот вывод нам кажется достоверным, ибо в противном случае пришлось бы констатировать наличие отдельных тектони-



Рис. 5. Схема палеорельфа поверхности каширского времени (месторождения Бахметьевка, Жирнов, Линево).

нических блоков, объединявших группы структур, которые были изолированы друг от друга и перемещались во времени в строгой последовательности.

В заключение статьи следует хотя бы схематично остановиться на определении времени формирования этих залежей. Из изложенного выше видно, что региональный подъем пласта является необходимым условием для дифференциального скопления газа и нефти в ловушках. Миграция нефти и газа не может идти без некоторого наклона пласта, и до начала миграции требуется определенный минимум этого наклона. Исследуя региональный наклон пластов к концу каширского времени (рис. 5), можно установить, что к этому времени уже были созданы необходимые условия для начала миграции с востока на запад и даже для аккумуляции газа и нефти на Линев-

зонте на Линевской площади относится к каширскому времени, а формирование залежей нефти и газа на Жирновской и Бахметьевской площадях следует отнести к послекаширскому периоду.

ЛИТЕРАТУРА

- Г. Федоров С. Ф. Принципы формирования залежей нефти. ДАН СССР, т. 109, № 5, 1956.
- Яриков Г. М., Мельникова А. С., Игнатович Н. А. и Никитина Г. П. Каменноугольные отложения западной части Сталинградской области. Нов. нефт. техники, геология, № 2. Изд. ЦНИИТЭНЕФТЬ, 1956.
- Максимов С. П. К вопросу формирования залежей нефти в каменноугольных и девонских отложениях Самарской Луки. Нефт. хоз., № 10, 1954.
- Гуссоу У. С. Основной принцип дифференциального накопления нефти и газа. Бюлл. Ам. Ассоц. нефт. геологии, т. 38, № 5, 1954.
- Гуссоу У. С. Время миграции нефти и газа. Бюлл. Ам. Ассоц. нефт. геологии, т. 39, № 5, 1955.

* * *

М. Н. САИДОВ

Генетическая связь нефти с озерными отложениями в Центральной Азии

Многие исследователи до настоящего времени считают, что нефть генетически связана только с морскими отложениями, и исключают возможность образования ее в других фациях.

Сомнений нет в том, что подавляющее большинство нефтяных месторождений мира образовалось за счет нефти, генетически связанный с морскими осадками, но имеются достаточно веские факты, свидетельствующие о возможности образования ее и в озерных отложениях в условиях пресноводной или слабо минерализованной среды.

В работах советских исследователей С. Н. Алексеичика [1] и Г. И. Теодоровича [2], китайского геолога Пань [4], американцев Доббин [3], Ван-Тайл и Паркер [5] мы находим некоторые сведения, указывающие на возможность образования нефти в континентальных отложениях.

Наиболее ярко генетическая связь нефти с континентальными отложениями выражена во впадинах Центральной Азии.

Как известно, в результате герцинской складчатости море покинуло пределы Центральной Азии в пермское время и более не возвращалось туда, за исключением западной части Таримской впадины, куда оно заходило в меловое и палеогеновое время со стороны Таджикской депрессии. Эти же тектонические движения привели к образованию Тянь-Шаня, Алтая, Саян, Куэнь-Луя, Нань-Шаня и других горных систем, между которыми расположены обширные впадины, представлявшие в течение почти всего мезозойского и третичного времени пресноводные и солоновато-водные бассейны (озера) с меняющимися контурами. Продукты размыва окружающих горных сооружений накапливались в этих бассейнах, созда-

вавя мощные толщи глин, песчаников и конгломератов.

Естественные выходы нефти и газа, связанные с мезозойскими озерными отложениями, известны в пределах следующих впадин Центральной Азии: Джунгарской, Таримской, Турфанской, Цайдамской, Цзюцюанской (Сучжоу), Чаушуйской, Миньхе и Сев. Шаньси. Промышленные залежи нефти пока выявлены только в пределах Джунгарской, Цзюцюанской и Восточно-Гобийской впадин и в бассейне Сев. Шаньси (см. рис.).

В Джунгарской впадине, расположенной в северной части провинции Синьцзян, промышленно нефтеносными являются юрские, меловые и третичные отложения, смятые в систему крупных антиклинальных и синклинальных складок.

Юрские отложения характеризуются серыми глинами, песчаниками и конгломератами и содержат пласти каменного угля и прослои сидеритов. В большом количестве встречаются здесь остатки наземных и озерных растений и реже — плоские пресноводные пелепицоподы и эстерии. В верхней части разреза преобладают красноцветные породы. Общая мощность осадков достигает 3000—4000 м.

Комплекс осадков мелового возраста выражен в нижней части разреза конгломератами и песчаниками, а в верхней — зеленовато-серыми и красными глинами с прослоями песчаников, в которых встречаются пресноводные пелепицоподы, эстерии и остракоды, а также остатки рыб и речных черепах. Мощность меловых отложений 2000—2500 м.

Третичные отложения представлены красноцветными глинами с прослоями песчаников и конгломератов, среди которых расположены мощные толщи



Обзорная карта Центральной Азии.

Межгорные впадины, занятые мезокайнозойскими нефтеносными осадками: 1 — Джунгарская; 2 — Таримская; 3 — Турфанская; 4 — Цайдамская; 5 — Цзоюанская; 6 — Чаушуйская; 7 — Минхе; 8 — Сев. Цлань; 8 — Восточно-Гобийская.

серых и зеленовато-серых слоистых глин, охарактеризованных остатками пресноводных моллюсков и остракод, речных черепах, крокодилов, рыб, наземных позвоночных и растений. Разрез этих отложений венчается мощной толщей серых конгломератов. Общая мощность третичных осадков достигает 4000—5000 м.

Нефтеносные отложения юры в западной части впадины подстилаются сильно дислоцированными метаморфическими породами палеозоя (от силура до карбона), а в юго-восточном углу впадины под юрой расположена толща красноцветных глин, песчаников и конгломератов мощностью 1000—1500 м, в которых изредка встречаются пресноводные пелелии-юды, остатки рептилий и растения триасового возраста.

Триасовые отложения в свою очередь подстилаются заметно метаморфизованными осадками перми, верхняя часть которых также представлена в континентальной фации.

Таким образом, в Джунгарской впадине в разрезе мезокайнозойских отложений нет морских фаций, которые можно было бы принять за нефтематеринские, а метаморфические породы палеозоя не могли служить источником для формирования залежей нефти в мезокайнозойских отложениях. На наш взгляд нефтепроизводящими являются здесь мощные толщи серых глин,

весьма богатых органикой, расположенных среди юрских, меловых и третичных отложений. Литологический состав этих отложений, фациальные условия и характер органических остатков указывают на то, что накопление их происходило в условиях восстановительной среды озерных бассейнов.

Цзючоанская впадина, на юго-западной окраине которой расположено известное нефтяное месторождение Лаоцю-мяо и ряд других более мелких месторождений, находится в северо-западной части провинции Ганьсу. Нефтеносными здесь являются верхнетретичные отложения, которые представлены красноцветными глинами с прослойми песчаников и мощных конгломератов в верхней части разреза. Мощность отложений около 2500 м.

Наличие палеогена в пределах Цюцианской впадины не установлено, и верхнетретичные отложения лежат на различных горизонтах мела, юры и триаса с резким угловым несогласием.

В районе нефтяного месторождения Лао-цю-мяо под третичными отложениями буровыми скважинами вскрыты отложения мела мощностью 206 м, представленные пестроцветными, содержащими растительные остатки песчаниками и серыми глинами, которые подстилаются светло-красными крупнозернистыми песчаниками триаса.

Более полно меловые отложения

развиты в северной части впадины, где мощность их достигает 1200 м. Кроме растительных остатков, здесь встречаются пресноводные моллюски, острашки, а также остатки насекомых и рыб.

Нижележащие юрские отложения представлены серыми глинами, глинистыми сланцами, песчаниками и конгломератами и содержат пласти каменного угля. В этих отложениях встречаются гладкие формы эстерий и флора лейасового возраста. Мощность отложений около 1000 м.

Триас представлен красноцветными грубозернистыми песчаниками и конгломератами мощностью около 1000 м. Континентальное происхождение их не вызывает сомнений. В континентальной фации выражены и подстилающие их пермские отложения.

Таким образом, весь комплекс осадков мезокайнозоя и перми в пределах Цзюцюанской впадины выражен в континентальной фации. Мало вероятна миграция нефти из морских отложений верхнего карбона через толщу осадков мощностью более 3000 м в верхнетретичные отложения. Нефтематеринскими, видимо, являются здесь глинистые толщи нижнего мела, богатые органическими остатками. При бурении разведочных скважин на месторождении Лао-цзю-мяо в них были обнаружены следы нефти.

В. Сев. Шаньси имеются два небольших месторождения нефти — Яньчанское и Юнинское и многочисленные естественные выходы нефти, приуроченные к континентальным отложениям верхнего триаса и нижней юры.

Верхний триас представлен светло-серыми и красноватыми песчаниками, серыми и темно-серыми глинами с прослойками горючих сланцев, в которых встречаются пресноводные пелециподы, квадратные чешуи рыб и растительные остатки. Мощность отложений 1400 м.

Нижняя юра, которая лежит с некоторым угловым несогласием на верхнем триасе, представлена серыми песчаниками, темно-серыми и серыми гли-

нами и сланцами, содержащими в большом количестве остатки наземных растений и несколько пластов каменного угля в нижней части резреза. Мощность отложений 200—500 м.

Эти нефтеносные отложения несогласно перекрываются осадками средней и верхней юры, выраженными мощными песчаниками и глинистыми сланцами с тонкими прослойками известняков, в которых встречаются остатки рыб, характерных для пресноводных бассейнов. Мощность отложений 200—250 м.

Меловые отложения, которые залегают выше с угловым несогласием, выражены в основном песчаниками с прослойками конгломератов, глины и глинистых сланцев. Мощность их 1500—2000 м.

Ниже нефтеносных осадков верхнего триаса залегает мощная толща (до 1100 м) верхнепермских и пермом-триасовых континентальных отложений, выраженная темно-красными песчаниками с прослойками глинистых сланцев.

Еще ниже расположен комплекс осадков нижней перми мощностью 400 м, охарактеризованный пресноводной фауной моллюсков и растительными остатками.

Все эти отложения имеют весьма пологое (0,5—1°) моноклинальное падение на запад, местами осложненное слабо выраженными структурными выступами, с которыми связаны нефте-проявления.

Нефтематеринскими, по-видимому, являются темно-серые и серые глины или глинистые сланцы верхнего триаса и нижней юры, богатые органикой. Миграция нефти из морских отложений верхнего карбона сквозь 1500-метровую толщу пермских осадков мало вероятна, если иметь в виду весьма слабую нарушенность пластов и отсутствие резко выраженных структур.

Восточно-Гобийская впадина расположена в южной части Монгольской Народной Республики. Здесь, в районе Дзунбайнского месторождения промышленные залежи нефти приурочены к нижнемеловым отложениям, пред-

ставленным в нижней части разреза зеленовато-серыми глинами с прослойями серых песчаников, а в верхней части темно-серыми, серыми, зеленовато-серыми и красновато-бурыми глинами с прослойями песчаников. В некоторых местах в основании нижнего мела расположена довольно мощная толща грубых песчаников и конгломератов. Общая мощность осадков превышает 2500 м.

Нижнемеловые отложения охарактеризованы пресноводной фауной, представленной моллюсками, остракодами, эстериями и рыбами.

Верхнемеловые отложения, залегающие на нижнем мелу с угловым несогласием, представлены красноцветными глинами и песчаниками; их мощность достигает 800 м.

На месторождении Дзунбаин и в ряде других мест отложения нижнего мела лежат непосредственно на палеозое, представленном сильно дислоцированными хлоритовыми и серицитовыми метаморфическими сланцами, окварцованными известняками и плагиопорфиратами, прорванными гранитными интрузиями. В некоторых местах депрессии между палеозоем и нижним мелом расположена толща слабо метаморфизованных осадков нижней и средней юры, представленная конгломератами, песчаниками и глинами и охарактеризованная озерной и прибрежной флорой и тонко створчатыми ферганоконхами. Значительное развитие имеют здесь и юрские (?) эфузивы (порфириты).

Наличие триасовых отложений в пределах Восточно-Гобийской впадины не установлено.

Нам кажется совершенно очевидным, что сильно метаморфизованные палеозойские породы, хотя они и морского происхождения, не могли служить источником для образования залежей нефти в нижнемеловых отложениях. Каких-либо признаков нефти или газа в пределах развития палеозойских отложений не установлено. Судя по литологическому составу, фациальным особенностям и органическим остаткам, накопление нижнемеловых нефтеносных отложений происходило в озер-

ных бассейнах. Нефтематеринскими здесь следует считать богатые органикой глинистые толщи нижнего мела.

В аналогичных условиях находятся нефтепроявления и в остальных впадинах Центральной Азии. Так, например, в Таримской впадине нефтеносными являются юрские, меловые и третичные отложения, охарактеризованные пресноводной фауной и флорой. Подстилающие их отложения триаса и верхней перми также выражены в континентальной фации.

В Турфанской впадине нефтеносные озерные отложения юры и мела несогласно залегают на метаморфических породах палеозоя.

В Цайдамской впадине нефтепроявления приурочены к нижним горизонтам третичных отложений озера происхождения. Нижележащие отложения мела и юры также являются озерными и лежат с резким угловым несогласием на метаморфических породах палеозоя.

В Чаушуйской впадине выходы нефти связаны с угленосными отложениями нижней юры, ниже которых расположены метаморфические породы палеозоя.

И, наконец, во впадине Миньхе нефтеносные континентальные отложения третичного и юрского возрастов, подстилаются также метаморфическими породами палеозоя.

Породы палеозойского фундамента в результате каледонских и герцинских тектонических движений были сильно дислоцированы, метаморфизованы и подверглись глубокой эрозии еще до начала накопления мезокайнозойских континентальных осадков. Поэтому они не могли быть источником нефти для формирования залежей в вышеизложенных отложениях.

Таковы фактические данные о генетической связи нефти в Центральной Азии с континентальными отложениями. Они свидетельствуют о том, что процессы нефтеобразования могут происходить не только в условиях морской среды, но и в озерной. Нефтематеринскими следует считать здесь мощные толщи темноцветных пелитовых осад-

ков, расположенных среди юрских, меловых и третичных отложений, которые очень богаты органикой и содержат прослои битуминозных сланцев, сернистые соединения железа. Накопление их, по-видимому, происходило в условиях восстановительной среды. Богатая фауна моллюсков (*Unto*, *Cyrena*, *Planorbis*, *Viviparus* и др.), которая встречается в этих осадках, свидетельствует о том, что отложение их происходило в пресноводных озерах.

ЛИТЕРАТУРА

1. Алексейчик С. Н. К возможности образования нефти в континентальных отложениях. Нефт. хоз., № 12, 1946.
2. Тодорович Г. И. О нефтепроизводящих породах. Нефт. хоз., № 8, 1954.
3. Dobbins C. E. Exceptional oil fields in Rocky Mountain Region of United States. Bull. AAPG, № 5, 1948.
4. Ран С. Н. Non-marine origin of petroleum in North Shensi, and the Cretaceous of Szechuan, China. Bull. AAPG, № 11, 1941.
5. Van Tuyl F. M. and Parker B. H. The time of origin and accumulation of petroleum, 1941.

* * *

Г. Л. ГРИШИН, Л. И. РОВНИН

Березовское месторождение природного газа

В Директивах XX съезда Коммунистической партии Советского Союза по развитию нефтяной и газовой промышленности нашей страны в шестой пятилетке указано: обеспечение ввода в промышленную разработку Березовского месторождения газа в 1960 г. Претворение в жизнь этой важной задачи во многом будет зависеть от разведки и подготовки значительных запасов газа в этом районе.

Предварительные геолого-разведочные и геофизические работы показывают, что эта задача при соответствующей помощи может быть успешно решена и открытие в Березовском районе четырех газовых месторождений со значительными запасами — яркое тому свидетельство.

Систематизированное изучение нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности началось с 1932 г., когда академик И. М. Губкин обосновал возможность перехода юрских угленосных отложений, развитых вдоль восточного склона Урала, к востоку, т. е. в сторону открытого моря, в битуминозные нефтесодержащие породы; в том же году Н. С. Шатский высказал взгляд о возможной нефтегазоносности Западной Сибири.

Непосредственное изучение Березов-

ского района было начато П. Ф. Ли и Н. И. Архангельским в 1951 г. Все указанные исследования носили маршрутный характер, и геологические выводы по району давались предположительно — регионального характера. Глубинное строение недр оставалось предметом догадок и предположений, так как четвертичные отложения повсеместно покрывали мощным слоем территорию как Березовского, так и прилегающих к нему районов.

В 1953 г. была пробурена в с. Березово опорная скв. I, из которой получили мощный газо-водяной фонтан с суточным дебитом 1 млн. м³. Этот первый газовый фонтан на территории Западно-Сибирской низменности привлек к себе внимание геологов-нефтяников и выдвинул Березовский район в число промышленно-газоносных. Были начаты большие геолого-геофизические и научно-исследовательские работы, проводимые Министерством нефти, ВСЕГЕИ, ВНИГРИ, УФАН.

В дальнейшем господствующими по изучению и выявлению структур в данном районе стали методы геофизических исследований и, в частности, наиболее эффективными — сейсморазведочные работы. В результате этих работ выделены опорные горизонты, по

которым и построены структурные карты, положенные в основу разведочного бурения.

В настоящий момент площадь геофизических работ значительно расширяется в восточном направлении.

К сожалению, западные и южные районы Сосвинского свода, Ляпинская и Ханты-Мансийская впадины, где предположительно намечаются структуры, более значительные по своим размерам и че менее перспективные в нефтегазоносном отношении, вследствие слабой оснащенности геолого-геофизических организаций, специальным транспортом и оборудованием изучаются недостаточно, а этим самым задерживается решение основной задачи по расширению, несомненно, имеющихся перспектив нефтегазоности этих районов.

Проводимые буровые разведочные работы позволили установить, что западная часть Западно-Сибирской низменности слагается тремя комплексами пород, характеризующимися определенными структурно-геологическими и тектоническими условиями их образования.

К первому структурно-геологическому этажу относятся породы, слагающие фундамент мезокайнозойского чехла. Породы, образовавшиеся в переходный период от геосинклинальных условий к платформенным, относятся ко второму этажу, который сложен в основном грубообломочными образованиями с туфлитовым материалом. Характерными особенностями этого этажа является меньшая степень дислоцированности и метаморфизма. Породы второго этажа образовались в результате разрушения первого структурно-геологического этажа и накопления продуктов разрушения в глубоких депрессиях и прогибах.

Отложения мезокайнозойского возраста, формировавшиеся в платформенных условиях в результате длительного и устойчивого погружения фундамента и характеризующиеся слабой дислоцированностью, отсутствием метаморфизма, морским или континентальным обликом пород, относятся нами к

третьему геологическому этажу. Этот геологический раздел и представляет наибольший интерес в нефтегазоносном отношении.

В пределах Березовского района отложения третьего структурно-геологического этажа залегают непосредственно на породах первого и перекрывают толщей континентальных осадков неоген-четвертичного возраста.

Для лучшего понимания взаимосвязи такого структурно-геологического деления нами ниже приводится краткая стратиграфическая схема, составленная в основном по разведочным скважинам Березовского района.

В пределах северо-западной части низменности в отложениях мезокайнозоя выделяются структуры первого порядка: Северо-Сосвинский свод, Ханты-Мансийская и Ляпинская владины (рис. 1).

На Северо-Сосвинском своде выявлен ряд антиклинальных и синклинальных структур второго порядка, в том числе Люлин-Ворский, Муглинский и Березовский валы, причем последний отмечается примерно у устья

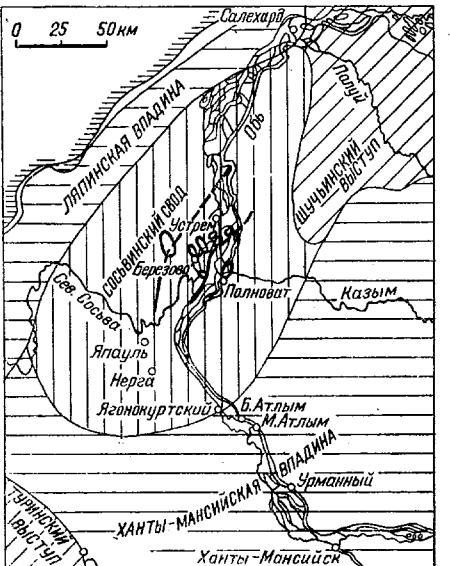


Рис. 1. Структурно-тектоническая схема мезокайнозойского чехла района Березово (сост. И. В. Дербиков, Б. П. Казаринов, Д. Ф. Уманцев, Г. К. Боярских и др.)

Возраст пород	Краткое описание пород	Мощность пород, м
Четвертичная система	Ледниковые, морские и озерно-речные осадки. Алевролиты с вклюением валунов изверженных пород, гравия, галек, песков и глин	150
Палеоцен-датский (?)	Аргиллиты серые и зеленовато-серые	20—45
Кампан-маастрихт	Аргиллиты (глины) серые пеяснослойные с включениями пирита. Количество обломочного материала, кварца, полевых шпатов колеблется от 5 до 20%. Редкие прослои известняков	45—57
Коньяк-саптон	Опоки и опоковидные породы с прослоями алевролитов, местами кремни	150—160
Турон	Алевритистые глины, переслаивающиеся с алевритами и аргиллитовидными глинами	29—38
Сеноман	Алевролиты крупно- и мелкозернистые. Глинистого материала до 50%	150—160
Альб	В верхней части преобладают алевролиты рыхлые неравнозернистые, в нижней части—аргиллитоподобные глины	145
Апт	Алевролиты серые крупно- и мелкозернистые, чередующиеся с серыми песчаниками	180
Готерив-баррем	В основном алевролиты серые крупно- и мелкозернистые с прослоями аргиллитов, песчаников и реже известняков	300—328
Валанжин	Верхняя часть представлена аргиллитами нижняя песчаниками	31—108
Палеозой (?)	Кора выветривания фундамента. Граниты, грано-диориты, диориты и серые биотитовые гнейсы	

р. Малая Сосьва и протягивается к северо-востоку вдоль р. Северная Сосьва на 200 км.

В районе Березовского вала в результате сейсморазведочных работ и значительного объема структурного бурения выявлены локальные поднятия поверхности палеозойского фундамента: Березовское, Деминское, Мало-Деминское, Тутлеймское Игрическое и др.

Березовский вал, несомненно, является важным объектом для значительного наращивания запасов газа, а получение в ряде скважин Березовского месторождения газа и конденса-

та заставляет предполагать наличие нефтяных залежей.

При опробовании газовой скв. 4 была отобрана нефть светло-желтого и темно-коричневого цвета удельного веса 0,835, которая по заключению ВНИГРИ образовалась в процессе ретроградной конденсации, при которой в газовую фазу перешли, а затем сконденсировались средние по молекулярному весу углеводороды нефти, отвечающие фракции керосина. Исследователи предполагают, что материнская нефть должна быть более тяжелой и иметь в своем составе большие коли-

чества масляных погонон и асфальто-во-смолистых веществ по сравнению с обнаруженными в конденсате.

В скв. 8 встречены в основании продуктивного горизонта два прослоя битуминозного аргиллита и два прослоя песчаника, пропитанные битумом «А».

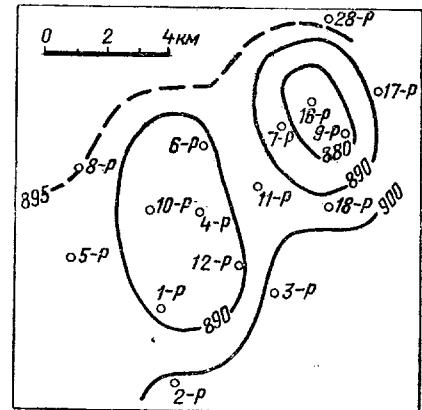
Конечно, указанное выше положение в части Березовского вала ни в какой степени не исключает перспективности всего Сосвинского свода и окружающих его впадин.

Березовское поднятие вытянуто в северо-западном направлении. Углы наклона крыльев складки пологие — от 30° до 2°, длина складки 7,5 км и ширина 4,7 км. Примерно аналогичное строение имеет Деминская и другие локальные структуры. В более молодых отложениях эти поднятия постепенно выдавливаются, их конфигурация несколько меняется, однако они сохраняются как две самостоятельные структуры, что видно из структурных построений по кровле готерив-баррема (рис. 2).

Очертания поднятий с увеличением глубины и особенно по подошве продуктивного пласта приобретают резко выраженный характер, хорошо прослеживаемый на геологических профилях, построенных по пробуренным глубоким скважинам (рис. 3).

На описываемых площадях Березовского месторождения промышленно газоносным является пласт песчаника, залегающий в подошве валанжинского комплекса отложений, мощностью от 0,5 м в своде, до 37 м на крыльях, причем газовая залежь поддается контурными и подошвенными водами. Залегает пласт прямо на породах кристаллического фундамента.

Отмечаются газо-проявления на данных месторождениях



Работы этих учреждений по созданию теоретических основ поисков нефти и газа вообще недостаточны, а по Сибири их пока нет.

Конечно, нельзя признать нормальным высказывания отдельных ученых о существовании в Западно-Сибирской низменности каких-то особых «гидротермальных» условий образования нефти и газа или возможность нахождения в этом огромном геологическом регисне только газовых месторождений. Очевидно, новые варианты всеми отвергаемой теории неорганического происхождения нефти и газа также бездоказательны и навряд ли отвечают резко возросшей роли нефтяной геологической науки по выявлению и расширению разведываемых запасов газа в Сибири.

К настоящему моменту в результате обобщений уже значительного геологического материала в западной части Западно-Сибирской низменности выявлены первоочередные районы для геолого-геофизических работ, которыми являются Соевинский свод, южные части Усть-Вахского и Верхне-Тазов-

ского сводов, западный и южный борта Ханты-Мансийской впадины (Тарское Прииртышье, Уват-Тобольский и Кузнецковский районы).

Геологическое изучение названных выше огромных перспективных районов требует помощи и оснащения геологогеофизических организаций в Сибири специальными видами транспорта и оборудования. Было бы чрезвычайно желательным и необходимым, чтобы планирующие органы не откладывали решение этих вопросов на будущее.

Все возрастающие объемы геологогеофизических исследований и глубокого разведочного бурения, а главное, их упорядочение дают нам основания считать, что задача, поставленная Коммунистической партией Советского Союза перед нефтяниками Сибири, о вводе в промышленную разработку Березовских месторождений газа будет выполнена с честью.

ЛИТЕРАТУРА

Пастухова Т. Н., Подойницина К. В. Отчет треста Тюменнефтегеология.

* * *

В. В. ПЕЧНИКОВ

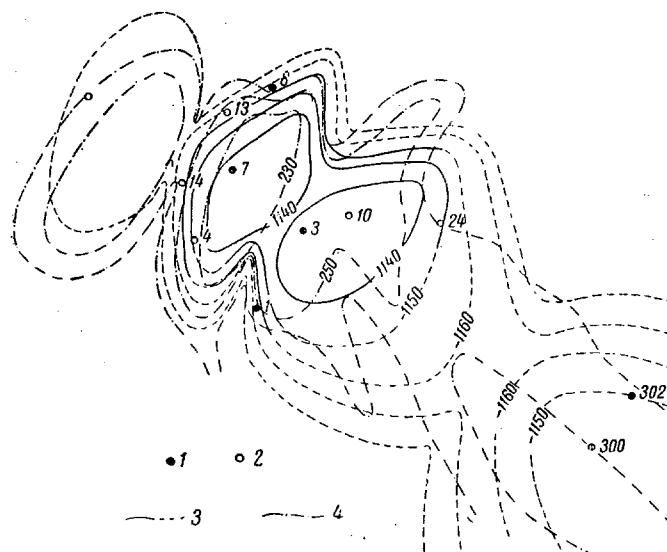
Новые месторождения нефти на северо-западе Башкирии

Во второй половине 1955 г. геологами-разведчиками Башкирии в северо-западной части Башкирской АССР на Арланской площади было открыто крупное месторождение нефти. При опробовании песчаников угленосного горизонта нижнего карбона из разведочной скв. З через 12-мм штуцер был получен фонтан нефти с дебитом около 144 т в сутки. В конце 1956 г. в этом же районе на Уртаульской площади открыто еще одно месторождение нефти. Нефесодержащими здесь также оказались песчаники угленосного горизонта.

В последние годы работники Уфимского научно-исследовательского инсти-

тута, изучающие терригенные отложения нижнего карбона, и некоторые геологи объединения Башнефть пришли к выводу о разновозрастности этих отложений. По их мнению нижняя часть терригенного комплекса относится к кизеловскому горизонту турнейского яруса, верхняя — к тульскому горизонту и только средняя — к угленосному (сталиногорскому) горизонту.

На сегодня это подразделение требует дополнительного изучения и принимается далеко не всеми геологами-производственниками Башкирии. Поэтому мы в дальнейшем описании под угленосным горизонтом будем подразумевать всю пачку терригенных отло-



залежей нефти в угленосном горизонте и терригенных отложениях девона.

Во втором полугодии 1955 г. разведочная скв. 3 в угленосном горизонте вскрыла несколько песчаных пластов. Опробованию подвергся пласт, залегающий в нижней части горизонта, в интервале 1250—1257 м, из которого был получен фонтан нефти с дебитом 144 т/сутки.

Пробуренными в дальнейшем разведочными скв. 1, 7, 8 и 13 была подтверждена нефтеносность угленосного горизонта и уточнено его геологическое строение.

Было установлено, что кроме нижнего пласта песчаника, залегающего в подошвенной части угленосного горизонта, имеется еще верхний песчаный пласт, который также оказался нефтеносным.

В скв. 1 верхний пласт песчаника мощностью около 7 м разделен на два пласта маломощным прослоем аргиллитов. При одновременном испытании двух пластов через 9-мм штуцер получен приток нефти 29 т в сутки.

Терригенные отложения девона были вскрыты разведочными скв. 1 и 7, не встретившими в них нефтесодержащих горизонтов.

По девонским отложениям подтверждается подъем слоев в юго-западном направлении.

Делать выводы о достоверности существования «сейсмической» девонской структуры и ее нефтеносности сейчас преждевременно, так как до сих пор не

пробурено ни одной скважины в своде предполагаемой структуры или южнее него.

В 1956 г. на Арланской площади была открыта залежь нефти в известняках каширского горизонта. Скв. 311-УФ с интервалом 806,5—824,2 дала приток нефти с дебитом 6 м³ в сутки.

Таким образом, на Арланской площади глубоким разведочным бурением открыты две залежи нефти. Залежь в угленосном горизонте подтверждена несколькими скважинами, доказавшими ее высокую продуктивность и большие размеры. Залежь в каширском горизонте, по-видимому, будет менее значительна, но сам факт ее открытия показывает перспективность каширского горизонта в северо-западной Башкирии.

На Арланской площади в общих чертах установлено соответствие тектоники сакмаро-артинских отложений со всеми горизонтами карбона и доказано несовпадение тектонических планов девонских и вышележащих отложений.

В 1956 г. с целью поисков залежей нефти в угленосном горизонте было начато разведочное бурение на Уртаульской площади.

В том же году скв. 302-УФ вскрыла песчаный пласт угленосного горизонта в интервале 1270—1277,6 м, при опробовании которого через 8-мм штуцер получено около 29 т нефти в сутки.

В 1957 г. на описываемых площадях с целью оконтуривания выявленных залежей продолжается разведочное бурение.

* * *

ИНФОРМАЦИОННОЕ СООБЩЕНИЕ

Всесоюзный научно-исследовательский геолого-разведочный нефтяной институт (ВНИГНИ) в апреле 1958 г. проводит совещание по уточнению унифицированной схемы стратиграфии юрских и меловых отложений Русской платформы и сопоставлению ее со схемами Кавказа, Средней Азии и Западной Европы.

Одновременно будут рассмотрены основные литологические разрезы — стратотипы — для отдельных регионов Русской платформы.

Оргкомитет просит научно-исследовательские и учебные институты, производственные организации и отдельных исследователей, занимающихся изучением стратиграфии, фауны, флоры и литологического состава юрских и меловых отложений, принять участие в указанном совещании.

Все замечания по унифицированной схеме стратиграфии юрских и меловых отложений Русской платформы, изданной Гостоптехиздатом в 1955 г., а также заявки на предполагаемые доклады и тезисы докладов просим высылать в адрес оргкомитета: Москва, Шоссе Энтузиастов, д. 121, ВНИГНИ.

Тезисы докладов (объемом до 5 страниц машинописного текста через 2 интервала) и замечания, поступившие в оргкомитет до 15 августа 1957 г., будут опубликованы.

ОРИКОМИТЕТ

С. В. СЕМИХАТОВА, А. А. РЫЖОВА, Е. Г. МИНЯЕВА

Отложения яснополянского, окского и серпуховского подъярусов и противинского горизонта в Бузулуке Чкаловской области

Разрез карбона, вскрытый опорным бурением в Бузулукском районе, освещает до сих пор неизвестное строение нижнекаменноугольных отложений в этой части северного борта Прикаспийской депрессии. Отложения карбона, вскрытые в Бузулуке, комплексно изучались во Всесоюзном научно-исследовательском геологическом разведочном нефтяном институте (ВНИГНИ) в 1954—1956 гг.; из разреза, который рассматривается в настоящей статье, фораминиферы обрабатывались Е. Г. Миняевой, кораллы — Т. А. Добролюбовой, брахиоподы — С. В. Семихатовой. Литологическое изучение пород проведено А. А. Рыжовой, споропыльцевой анализ Т. В. Бывшевой.

Нижний карбон в Бузулуке представлен всеми своими ярусами; данные, полученные по турнейскому ярусу, опубликованы [2]; в настоящей статье кратко изложены сведения о более высоких частях разреза нижнего карбона.

Яснополянский подъярус. На верхнекизеловские слои турнейского яруса налегают со стратиграфическим перерывом осадки сталиногорского горизонта. Здесь отсутствует мощная песчаная толща, относимая В. М. Познером к верхнемалиновским слоям кизеловского горизонта [3]¹, с этим связано выпадение из разреза комплекса пород, установленного В. Т. Бывшевой в песчаной толще в Мелекессе [1].

Сталиногорский горизонт (мощность 37 м) слагают серые и желтоватые песчаники, мелкозернистые, кварцевые с доломитовым и глинистым цеменгом, с прослойками алевролитов, алеврити-

стых глин, углисто-глинистых сланцев и угля (вверху). Найдены споры *Stenotriletes literatus* (w) Naum., *Trilobozonotriletes inciso-trilobus* Naum., *Trachytriletes punctulatus* (w) Naum. и многие другие.

Отложения тульского горизонта (мощность 58 м) подразделены на две пачки. Нижняя (8 м) представляет переслаивание пятнистых кварцевых мелкозернистых песчаников, черных глин и слюдистых алевролитов; внизу — прослой известняка.

Верхнюю пачку тульского горизонта (мощность 50 м) слагают известняки серые и темно-серые микро- и тонкозернистые с прослойками органогенно-детритусовых известняков, иногда обломочных, вверху глинистых с включениями кремня, битуминозной глины и твердого битума, с прослойками доломитов. В этом комплексе пород определены фораминиферы *Endothyra crassa compressa* Raus. et Reitl., *E. priscata* Raus. et Reitl., *Archaeodiscus krestovnikovi* Raus., *A. krestovnikovi* var. *pusilla* Raus., *Eostaffella mediocris* Viss. и др; и брахиоподы *Echinoconchus punctatus* (M art.), *Spirifer ustiensis* Semich. и др.

Окский подъярус. Алексинский горизонт (мощность 54 м) сложен серыми и темно-серыми органогенными известняками, внизу фораминиферовыми, вверху водорослево-фораминиферовыми, редко микрозернистыми, глинистыми, иногда алевритисто-глинистыми с прослойями серых мелкозернистых и темно-коричневых песчаниковидных доломитов, с частыми тонкими прослойками и примазками черной известковистой битуминозной глины. В этом подъярусе определены фораминиферы *Endothyra globulus* Eichw., *E. bradyi* Mikh., *E. cf. crassa crassa* Br. *E. crassa compressa* Raus. et Reitl., *E. crassa* var. *mos-*

¹ Мы считаем более правильным причисление этой песчаной толщи к яснополянскому подъярусу [2].

quensis Raus., *Cribrospira michailovi* Raus., *Eostaffella proikensis* Raus., *Parastaffella concinna* Schlyk., *Archaediscus embolicus* Schlyk., *A. krestovnikovi* var. *magna* Schlyk., *A. pauxilus* Schlyk. и др., кораллы *Dibunophyllum turbinatum* Mc Coу, *Syringopora* cf. *ramulosa* Goldf. и др.; брахиоподы *Gigantoprotuctus* aff. *moderatus* (Schw.) и водоросли *Nodosinella* и *Ungarella*.

Михайловский горизонт (мощность 96 м) представлен известняками и доломитами и делится на три пачки. Нижнюю (11 м) слагают доломиты коричневато-серые микро- и мелкозернистые с включениями ангидрита и прослойками водорослевых глинистых известняков, в нижней части отмечается прослой конгломерата. Вторая пачка сложена серыми и темно-серыми известняками органогенными, фораминиферово-водорослевыми, редко мелкозернистыми, местами окремненными или доломитизированными, с тонкими прослойками черной известковистой глины и с подчиненными прослойками доломитов и коричневато-серой пальмогрекитовой глины. Встречаются включения ангидрита. Третью пачку слагают доломиты коричневые микро- и мелкозернистые, местами окремнелые, с подчиненными прослойками мелкозернистых и органогенных известняков. Встречаются включения и прослойки ангидрита, тонкие прослойки и включения углистой глины и твердого битума. Четвертая пачка представлена переслаиванием серых органогенных, в основном водорослевых известняков и доломитов, иногда окремненных, с редкими прослойками кремней.

В михайловском горизонте встречена обильная фауна: фораминиферы *Endothyra omphalota* Raus. et Reitl., *E. crassa crassa* Br., *Cribrostomum recurrens* Lip., *Eostaffella proikensis* Raus., *E. tujmasensis* Viss., *E. ex gr. prisca* Raus., *E. ex gr. mediocris* Viss., *Bradyina rotula* Eichw., *Cribrospira michailovi* Raus., *C. panderi* Moell., *Lituotubella glomospiroides* var. *magna* Raus. и многие другие; кораллы *Lithostrotium ros-sicus* St., *L. ex gr. irregularis* Phil.

брахиоподы *Gigantoprotuctus* cf. *praemoderatus* Sar., *Striatifera striata* Fisch. и др.

Кроме того, здесь многочисленны остракоды и криноидей.

Веневский горизонт (мощность 140 м) делится на две пачки. Нижняя сложена чередующимися слоями известняков и доломитов с включениями ангидрита и флюорита, прослойками пальмогрекитовой глины и примазками твердого битума. В этом горизонте определены фораминиферы *Endothyra crassa sphaerica* Raus. et Reitl., *Cribrostomum recurrens* Lip., *Bradyina rotula* Eichw., *Eostaffella ikensis* Viss., *Monotaxis gibba* Moell., *Lituotubella glomospiroides* var. *magna* Raus., *Permodiscus vetustus* Dutk., *Archaediscus parvus* Raus. и многие другие; кораллы *Dibunophyllum turbinatum* Mc Coу; брахиоподы *Gigantoprotuctus* aff. *praemoderatus* (Sar.), *Athyris* cf. *ex. pansa* Phil.; водоросли *Calcifolium okense* Schn. et Bir.

Вторая пачка веневского горизонта (мощность 99 м) слагается пересланением доломитов и ангидритов. Встречаются примазки твердого битума и иногда капельки жидкой нефти. Фауна не встречена.

Серпуховский подъярус (мощность до 170 м) не расчленен на горизонты, но в его нижней части выделена особая, так называемая покровская пачка (22 м), аналогичная покровской толще в других скважинах Куйбышевского Заволжья и сложенная переслаиванием серых мелкозернистых, иногда органогенных окремненных известняков, темно-серых доломитовых мергелей, серых мелкозернистых, сильно глинистых, вверху алевритистых доломитов, голубовато-серых ангидритов и вверху пальмогрекитовых глин. Из организмов встречены фораминиферы: *Endothyra geobulus* Eichw., *Archaediscus ex gr. baschkiricus* Theod. et Krest., *A. cf. krestovnikovi* Raus., *Eostaffella mosquensis* var. *acuta* Raus., *E. minutissima* Raus. Остальную толщу серпуховского подъяруса слагают ангидриты крупнокристалли-

ческие с глинистыми прослойями, часто палыгорскитизированные, с прослойями доломитов, с включениями флюорита, с частыми тонкими прослойками и примазками палыгорскитовой глины и единичными прослойками афанитового палыгорскитизированного известняка и примазками битуминозно-глинистого материала. Органических остатков не встречено.

Намюрский ярус представлен только противинским горизонтом (мощность 23 м), выделенным условно и сложенным желтовато-серыми органогенными и микрозернистыми известняками, местами перекристаллизованными, с сутурными поверхностями. Фауна бедная, состоящая из немногих видов фораминифер: *Hyperammina vulgaris* (?) Raus. et Reitl., *Endothyra* ex gr. *bradyi* Mikh., *E. ex gr. prisca* (?) Raus., *Bradyina* aff. *cribrostomata* Raus. et Reitl., *Archaeodiscus* cf. *rugosus* Raus., *A. cf. parvus* Raus., *Eostaffella* cf. *minutissima* Raus., *E. cf. tujmasensis* Viss. и др.

На размытой поверхности противинского горизонта залегают осадки башкирского яруса среднего карбона.

Приведенные факты показывают, что отложения нижнего карбона отличаются в районе Бузулука мощностью, большей, чем одновозрастные отложения близлежащих районов. Общая мощность пород от подошвы яснолюлянского подъяруса до кровли противинского горизонта в Бузулуке составляет около 600 м (580 м), в то время как в Пильгине 460 м, в Красной Поляне около 450 м. Большая мощность отложений в Бузулуке свидетельствует об интенсивном погружении северного борта Прикаспийской депрессии в нижнем карбоне.

Обилие фораминифер, частые находки кораллов и присутствие брахиопод — все это указывает на господство в окское время нормальных морских условий, обычных для небольших глубин. В конце окского времени условия резко изменились: развитие мощной толщи ангидритов с прослойми доломитов в верхней части нижнего карбона заставляет предполагать, что в этот отрезок времени Бузулукский участок входил в какую-то замкнутую или полузамкнутую часть бассейна с повышенной концентрацией солей.

Особенности геологической истории Бузулукского района проявились и в другие моменты нижнекаменноугольной эпохи: отсутствие мощной песчаной толщи, подстилающей осадки сталиногорского горизонта в разрезах карбона, лежащих севернее в Камско-Кинельской впадине, небольшая по сравнению с этими разрезами мощность сталиногорского горизонта, значительное количество доломитовых пород в разрезе, частое присутствие флюорита и прослоев палыгорскитовой глины — все эти черты говорят о своеобразных условиях образования осадков в этой части северного борта Прикаспийской депрессии в нижнем карбоне.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бывшева Т. В. Споро-пыльцевые комплексы терригенной части нижнекаменноугольных отложений Мелекесской скв. 1. Отчет Б. А. Персидского, А. Б. Филимоновой и др. Отчет по теме 12. Фонды ВНИГНИ, 1955.
2. Семихатова С. В., Рыжова А. А., Ростовцева А. Ф. Верхнекизеловские слои близ Бузулука Чкаловской области. ДАН СССР, т. 113, № 4, 1957.
3. Познер В. М. Стратиграфия терригенной толщи нижнего карбона Камско-Кинельской впадины. ДАН СССР, т. 104, № 6, 1955.

* * *

Г. П. ОВАНЕСОВ, М. Т. ЗОЛОЕВ

Анализ состояния разработки девонских пластов Д_I и Д_{II} Туймазинского нефтяного месторождения

Туймазинское нефтяное месторождение расположено в западной части Башкирии в пределах юго-восточного склона Татарского свода. Месторождение приурочено к крупному платформенному поднятию, ориентированному с юго-запада на северо-восток.

Планомерное изучение геологии и нефтеносности района было начато с 1934 г., после установления структуры по спириферовым отложениям верхнепермского возраста.

Структурным (колонковым) бурением, проведенным в последующие два года, было подтверждено наличие структуры по артинским отложениям. С осени 1936 г. начато глубокое разведочное бурение.

В результате разведочных работ в мае 1937 г. была получена промышленная нефть из песчаников угленосной свиты нижнего карбона, после чего началась разработка месторождения. До открытия нефтеносных горизонтов девона месторождение не имело серьезного промышленного значения в связи с небольшими запасами нефти. В сентябре 1944 г. был получен первый нефтяной фонтан из песчаников пашинской свиты девона, что установило большую перспективность этих отложений.

После открытия промышленной нефти в отложениях девона все бурение на Туймазинском месторождении было направлено на разведку девона.

В 1945 г. удалось установить, что Туймазинское месторождение по запасам нефти является одним из крупнейших в СССР.

К настоящему времени пробурено около тысячи разведочных и эксплуатационных скважин, причем многими разведочными скважинами пройден весь комплекс осадочных пород и вскрыт кристаллический фундамент, залегающий в виде выступа под осадочной толщей палеозоя.

Общая мощность осадочных образований, вскрытых на Туймазинском месторождении, достигает примерно 1900 м. По возрасту они относятся к додевонским, девонским, каменноугольным и пермским отложениям. Разрез сложен известняками, доломитами, терригеновыми и гидрохимическими осадками. В разрезе преимущественно развиты карбонатные отложения, подчиненную роль играют терригеновые и совсем незначительную гидрохимические осадки, залегающие в верхней части разреза. Все эти отложения дислоцированы в виде очень пологой несколько асимметричной антиклинальной складки северо-восточного простирания.

Складка осложнена тремя поднятиями; Южно-Александровским, Александровским и наиболее крупным собственно Туймазинским. Размеры ее измеряются сотнями квадратных километров. Юго-восточное крыло имеет углы падения не более 2—2,5°, а падение слоев на северо-западном крыле измеряется минутами.

Наблюдается почти полное соответствие в строении складки по всем стратиграфическим горизонтам, начиная с живетского яруса и кончая верхнепермскими отложениями.

Нефтеносные горизонты приурочены к ряду стратиграфических комплексов. Верхний нефтеносный горизонт связан с рыхлыми песчаниками угленосной свиты нижнего карбона. Песчаники залегают на глубине 1100—1150 м. Продуктивность скважин варьирует в широких пределах — от одной-двух до нескольких десятков тонн в сутки.

Другой промышленно-нефтеносный горизонт нижнего карбона приурочен к верхней части известняков турнейского яруса. Продуктивность известняков невысокая, суточный дебит скважин не превышает 3—5 т.

В разрезе терригеновых отложений нижнефранского подъяруса верхнего девона и живетского яруса среднего девона установлен ряд песчаных нефтеносных пластов (D_0 , D_1 , D_{II} , D_{III} и D_{IV}).

Основные запасы нефти заключены в пластах D_1 и D_{II} . Эти песчаные пласти залегают на глубине 1650—1700 м. Большинство скважин, вскрывших эти пласти, фонтанировало с высокими дебитами. Разработка пластов D_1 и D_{II} вызвала бурный рост добычи нефти на Туймазинском месторождении.

Перечисленными продуктивными горизонтами не исчерпывается нефтеносность разреза Туймазинского месторождения. Почти 80% мощности разреза составляют карбонатные породы, изучением нефтеносности которых до последнего времени почти не занимались главным образом из-за отсутствия геофизической методики распознавания нефтесодержащих пластов и недостаточного отбора керна. В то же время при бурении ряда интервалов карбонатного разреза как на Туймазинской, так и на соседних площадях имели место значительные нефтепроявления.

За последнее время в связи с получением промышленной нефти из карбонатных пород на соседних Стакановской и Субхангуловской площадях интерес к ним значительно возрос.

Учитывая эти данные, намечена программа изучения нефтеносности карбонатного разреза Туймазинского месторождения, осуществление которой, очевидно, приведет к открытию новых нефтяных горизонтов и дальнейшему росту добычи нефти.

Прежде чем перейти к анализу состояния разработки пластов D_1 и D_{II} , мы считаем необходимым кратко осветить историю этого вопроса.

Разработка месторождения была начата в 1945 г. согласно проекту, составленному коллективом работников Московского нефтяного института и работниками производства. В основу составления проекта были положены геолого-промышленные данные, полученные по 16 разведочным скважинам, в общем определившим размеры структуры и залежей нефти.

По проекту разработки намечалось: а) разработку пласта D_{II} осуществить кольцевыми рядами скважин, расположеннымными внутри контура сплошной нефтеносности с последующим заполнением центральной части; всего пробурить 80 скважин со степенью уплотнения 19 га на скважину: в процессе эксплуатации при полном обводнении скважин произвести возврат на пласт D_1 ; среднесуточная добыча нефти проектировалась в объеме 5 тыс. т;

б) при разработке пласта D_1 осуществить кольцевое размещение скважин тремя рядами на северо-западном крыле и двумя рядами на юго-востоке; пробурить около 325 скважин со степенью уплотнения также 19 га при расстоянии 400 м между скважинами в ряду и 500 м между рядами. В процессе эксплуатации при выходе скважин в тираж (стопроцентное обводнение) проектировался перенос нагнетания в обводненный внешний ряд, а внутрь — нарастание последующего нового ряда эксплуатационных скважин. Предполагалось, что среднесуточная добыча по пласту достигнет примерно 8 тыс. т. в сутки. Разработка D_1 на Александровской площади в проект не входила, так как это месторождение было открыто позже.

Для поддержания пластового давления намечалось пробурить нагнетательные скважины с расстояниями между ними 2 км. Проектировалось начать промышленную закачку воды в пласты D_1 и D_{II} с 1946 г. с тем, чтобы в 1948 г. полностью освоить все нагнетательные скважины.

В процессе осуществления проекта и дальнейших разведочных работ на основе накапливающегося геолого-промышленного материала в проект систематически вносились дополнения и изменения. Например, пласт D_{II} на площади внутреннего контура нефтеносности разбурен полностью. То же самое было сделано по D_1 на Александровской площади, не вошедшей в генеральный проект; пласт D_1 на Туймазинской площади разбурен четырьмя

кольцевыми рядами вдоль внутреннего контура и т. д. В связи с этими изменениями резко увеличилось количество эксплуатационных и нагнетательных скважин, а также отбор нефти и закачка воды.

Строение коллекторов оказалось значительно сложнее, чем это представлялось в начальный период разработки.

Было установлено, что песчаники пластов D_1 и D_{II} часто замещаются на близких расстояниях алевролитами и даже аргиллитами. Это значительно осложнило разработку залежи и нагнетание воды. Разработка пластов осложнилась также резким отставанием освоения закачки воды. В самом деле, пласт D_{II} начали разрабатывать осенью 1944 г., D_1 — в середине 1945 г., а закачка воды в D_{II} была начата в июне 1948 г., а в D_1 — в июле 1949 г., т. е. заводнение пластов начали осуществлять с опозданием на 4 года. В результате этого к началу заводнения средневзвешенное давление снизилось в пласте D_{II} на 52 ат и в D_1 на 53 ат. В процессе дальнейшей разработки пластов резко наращивали отбор нефти из D_1 , несколько был увеличен отбор и из D_{II} , при этом закачка воды в пласт D_1 продолжала отставать. Давления в пластах продолжали оставаться на этом низком уровне почти до осени 1955 г.

В стабилизации давления в пласте D_1 на уровне 120 ат при увеличенных отборах известную роль сыграли переток жидкости из D в D через литологические «окна» (соединения пластов вследствие отсутствия на отдельных участках глинистой перемычки). В результате снижения давления в пластах эксплуатационный фонд скважин стал работать с большими перебоями.

Следует отметить, что низкие давления в залежах D_1 и D_{II} были связаны также с удаленностью нагнетательных скважин от эксплуатационных рядов и незамкнутостью кольца нагнетательных скважин.

Так, например, по северному крылу

4 Геология нефти № 5.

по D_1 расстояния от нагнетательных до эксплуатационных скважин в среднем достигали 4—5 км, а по D_{II} — 3—4 км. К тому же были просветы в линии нагнетательных скважин протяженностью до 7—8 км.

После тщательного изучения фактического материала в сентябре 1955 г. Центральная комиссия МНП по разработке отметила неудовлетворительное состояние разработки пластов D_1 и D_{II} Туймазинского нефтяного месторождения. Было подчеркнуто, что резкое отставание нагнетания воды, особенно в пласт D_1 Туймазинской площади, снижает эффективность законтурного заводнения, вызывает ряд осложнений в разработке как в самом D_1 , так и в D_{II} , поскольку пласты литологически связаны. Действительно, средневзвешенные пластовые давления к этому времени были настолько снижены, что пришлось переводить скважины из фонтанного способа эксплуатации на механизированную добычу при помощи электропогружных насосов, а десятки скважин вовсе останавливались из-за низкого забойного давления. В этих условиях стало почти невозможным регулировать разработку залежей.

В целях коренного улучшения состояния разработки месторождения и обеспечения высокого пластового давления для стабилизации добычи нефти на достигнутом высоком уровне в течение ряда лет были намечены конкретные мероприятия. Были выделены наиболее важные мероприятия, как, например, увеличение закачки в D_1 Туймазинской площади равномерно по всему периметру залежи, полное прекращение эксплуатации одиночных скважин, расположенных вне рядов (в центре залежи), с переложением добычи этих скважин на периферийные участки, значительное приближение фронта нагнетания воды к зоне отбора на отдельных участках, реконструкция кустовых станций для повышения давления нагнетания и некоторые другие.

За истекшие 15 месяцев проделана большая работа по осуществлению решения Центральной комиссии МНП по

разработке МНП. Отбор нефти в центральной части залежи пласта D_1 полностью прекращен. Все 19 скважин с общей суммарной добычей 1300—1400 т в сутки законсервированы и используются для контрольных замеров пластового давления D_1 . На северо-западном крыле с целью приближения фронта закачки воды к зоне отбора создан дополнительный ряд нагнетательных скважин вдоль внутреннего контура нефтеносности пласта D_1 на расстоянии 1—1,5 км от внешнего ряда эксплуатационных скважин. На юго-восточном крыле освоены все нагнетательные скважины.

За это время для улучшения системы нагнетания воды было освоено 37 нагнетательных скважин, т. е. столько, сколько было освоено за три предыдущих года, в результате чего достигнута кольцевая закачка воды по периметру залежей D_1 и D_{II} в объемах, предусмотренных в решении Центральной Комиссии МНП по разработке. В итоге успешного осуществления указанных мероприятий состояние разработки пластов D_1 и D_{II} заметно изменилось в сторону ее улучшения.

По состоянию на 1 января 1957 г. из пластов D и D_1 извлечено около четверти запасов нефти.

По состоянию на 1 января 1957 г. баланс суммарной закачки воды и отбора нефти из пластов с начала разработки характеризуется следующими цифрами:

Таблица 1

Объекты разработки	Баланс, %	Обеспеченность с учетом 20% резерва, % (отток)
Пласт D_1 Александровской площади	129,2	107,8
Пласт D_1 Туймазинской площади	66,5	55,5
Пласт D_1 в целом	78,1	65,0
Пласт D_{II}	148,2	123,7
В целом $D_1 + D_{II}$	99,8	83

По уровню текущей закачки воды и отборов нефти на 1 января 1957 г. баланс составляет:

Таблица 2

Объекты разработки	Баланс с учетом 20% резерва, % (отток)
Пласт D_1 Туймазинской площади	108,1
Пласт D_1 Александровской площади	127,9
Пласт D_1 в целом	113,8
Пласт D_{II}	152,8
Пласт $D_1 + D_{II}$	122,0

Приведенный в таблицах цифровой материал показывает, что объемы текущей закачки стали значительно перекрывать отбор по всем объектам, в том числе и по пласту D_1 собственно Туймазинской площади. Ликвидированы большие разрывы и достигнута круговая закачка воды почти по всему периметру пластов D_1 и D_{II} . К концу 1956 г. достигнут баланс суммарного объема отбора нефти и закачки воды в пласты, что имеет существенное значение, если учесть наличие литологической связи между пластами.

Полное прекращение отбора нефти из скважин D_1 , расположенных в центральной сводовой площади залежи, значительный темп увеличения объемов закачки воды в D_1 Туймазинской площади и приближение закачки к местам отбора вызвали соответствующий равномерный и быстрый рост пластового давления как в самом D_1 , так и в D_{II} .

Значительный рост давления в пластах, приведенный в табл. 3 и наглядно показанный на графиках, характеризующих состояние разработки объектов (рис. 1 и 2), резко улучшил эксплуатацию всего фонда скважин.

Текущий и суммарный эффект от заливания по объектам с начала разработки по состоянию на 1 января 1957 г. приведен в табл. 4.

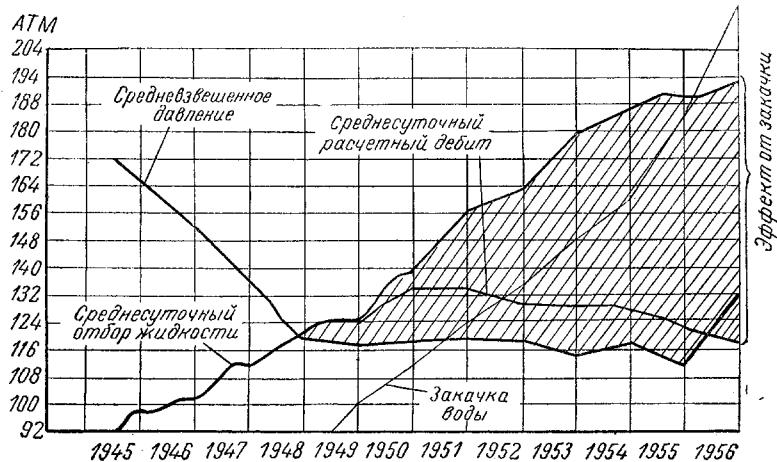
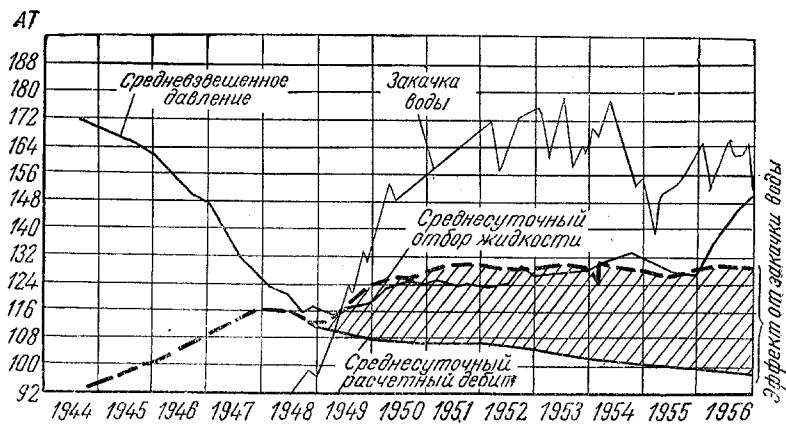
Таблица 4

Объекты разработки	Текущий эффект, %	Суммарный эффект с начала разработки, %
D_1 — Александровская площадь	91,3	78,0
D_1 — Туймазинская площадь	74,1	43,9
D_{II}	83,1	52,2

Таблица 3

Динамика изменения количества закачиваемой воды и роста давления в пластах Д_I и Д_{II} после сентября 1955 г.

Периоды	Д _I — Александровская площадь		Д _I — Туймазинская площадь		Д _{II}	
	среднесуточная закачка воды, м ³	средневзвешенное пластовое давление в зоне отбора на конец квартала, ат	среднесуточная закачка воды, м ³	средневзвешенное пластовое давление в зоне отбора на конец квартала, ат	среднесуточная закачка воды, м ³	средневзвешенное пластовое давление в зоне отбора на конец квартала, ат
На 1/I 1956 г.	12 550	118,9	22 100	111,7	17 900	127,1
На 1/IV 1956 г.	12 000	122,6	24 000	115,8	15 000	136,3
На 1/VII 1956 г.	13 000	129,6	28 000	123,3	18 200	140,2
На 1/X 1956 г.	12 400	134,2	30 200	126,3	17 150	145,9
На 1/I 1957 г.	13 550	137,8	31 360	131,6	15 360	150,0
Изменения за 5 кварталов . . .	+1000	+18,9	+9260	+20,1	-2500	+22,9

Рис. 1. График изменения отбора, закачки и пластового давления по пласту Д_I.Рис. 2. График изменения отбора, закачки и пластового давления по пласту Д_{II}.

Как видно из табл. 4, большая часть нефти, добываемой из каждого пласта Туймазинского месторождения, получается за счет поддержания пластового давления.

Для характеристики улучшения состояния разработки отдельных пластов и площадей приводим анализ состояния эксплуатационного и нагнетательного фонда скважин.

Действующий эксплуатационный фонд по пласту D_1 на 1 января 1957 г. состоит из 482 скважин, из них 202 — фонтанные, 90 — работающие на электропогружных и 190 на глубоких насосах. Часть фонда глубинно-насосных скважин к сентябрю 1955 г. из-за низкого пластового давления работала периодически. В настоящее время в связи с возросшими пластовыми давлениями этой категории скважин нет, весь фонд скважин работает непрерывно. Число

действующих нагнетательных скважин увеличилось с 32 в сентябре 1955 г. до 46 к 1 января 1957 г. Если тогда на одну действующую нагнетательную скважину приходилось 14,6 эксплуатационных скважин, то сейчас приходится 10,5.

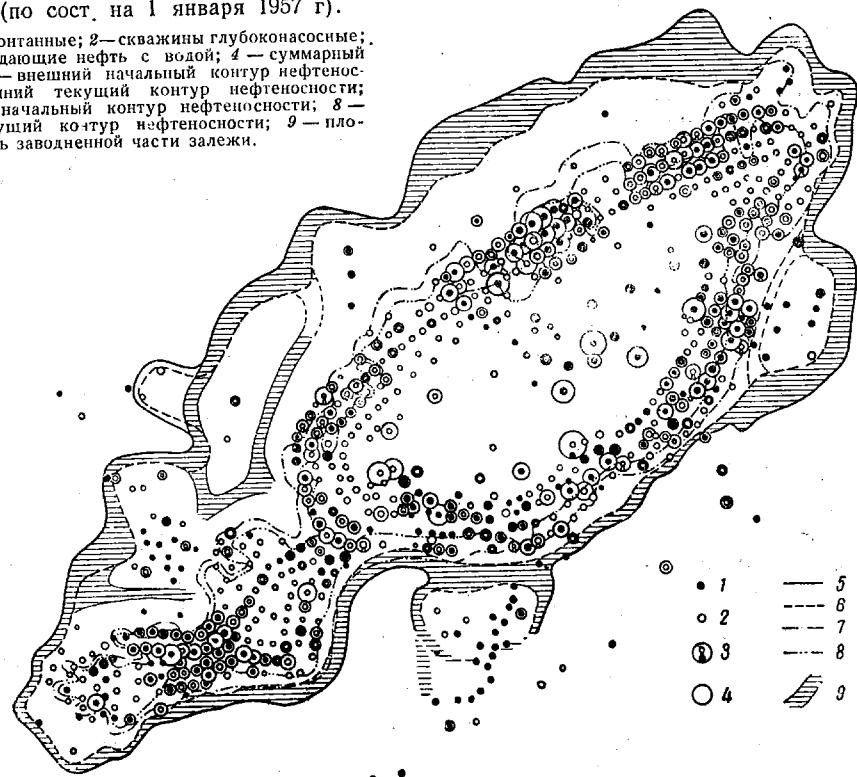
Успешное освоение значительного количества новых нагнетательных скважин позволило производить закачку воды в пласт более равномерно по всему периметру залежи (рис. 3).

Анализ карт изобар показывает, что в течение всех четырех кварталов наблюдался довольно равномерный рост пластового давления во всех частях залежи в соответствии с характеристикой пласта. В результате этого скважины, в прошлом перешедшие из фонтанных в насосные, вновь переходят на фонтанизование.

В течение 1956 г. число скважин,

Рис. 3. Карта суммарных отборов и закачки пласта D_1 Туймазинского нефтяного месторождения (по сост. на 1 января 1957 г.).

1 — скважины фонтанные; 2 — скважины глубоконасосные; 3 — скважины, дающие нефть с водой; 4 — суммарный отбор нефти; 5 — внешний начальный контур нефтеносности; 6 — внешний текущий контур нефтеносности; 7 — внутренний начальный контур нефтеносности; 8 — внутренний текущий контур нефтеносности; 9 — площадь заводненной части залежи.



перешедших вновь на фонтанирование, достигло 105.

Обводненность фонда эксплуатационных скважин на 1 января 1957 г. характеризуется наличием 204 скважин, дающих нефть с водой, т. е. почти 42% фонда скважин работает с водой. 42 скважины содержат воды до 2%, 83 — от 2 до 20%, 79 — свыше 20%.

Из 204 скважин на водоплавающей части залежи, т. е. за начальным внутренним контуром, расположено 65 скважин.

Общее содержание воды в товарной нефти выросло до 6,2% против 3,9% в сентябре 1955 г., что, естественно, связано с увеличением закачки воды и другими причинами, на которых остановимся ниже.

Рост числа скважин, дающих нефть с водой, характеризуется следующими данными: за 1953 г. вода появлялась в 31 скважине, за 1954 г. — в 32 скважинах, за 1955 г. — в 50 скважинах, а за 1956 г. — в 25 скважинах.

Интенсивность роста процентного содержания воды в скважинах в процессе их эксплуатации различна и зависит не столько от объемов отбора нефти, сколько от местоположения скважин на структуре и от качества цементного кольца против эксплуатационного объекта. Например, в скважинах северо-западного пологого крыла рост содержания воды идет значительно медленнее, чем в скважинах юго-восточного, относительно более крутого крыла. Быстро растет обводненность скважин, расположенных на «водоплавающих» частях залежей. Часты случаи, когда водонефтяной раздел в пласте на 5 м и более ниже отверстия интервала перфорации, а скважина с момента пуска дает нефть с водой, что, несомненно, является результатом плохого качества цементного кольца. Случаи некачественного тампонажа скважин стали частыми, особенно в последнее время, когда тампонаж скважин осуществляется цементом Стерлитамакского завода.

Испытание Стерлитамакского цемента, проведенное в ЦНИЛ Туймазы-нефть, показало, что цементный камень начинает трескаться в пластовой воде через 9 месяцев, а через 9,5 месяца

вовсе разрушается. Поэтому не случайно, что значительное количество скважин с высоким содержанием воды расположено в зоне текущей водоплавающей полосы залежи.

Следует отметить также массовый характер преждевременного обводнения скважин из-за конусообразования. На ряде участков залежей D_1 и D_{II} во многих скважинах появляются подошвенные воды при отметках нижних отверстий фильтра на 25—30 м выше текущего водо-нефтяного контакта.

Образование конусов воды ведет к осложнению эксплуатации скважин, срыву фонтанирования при высоких пластовых давлениях и вынужденному ремонту для изоляции подошвенных вод. Однако, несмотря на очень большой ущерб, наносимый рациональной разработке залежей образованием конусов воды, эффективной борьбы с этим явлением еще не ведется.

В целом состояние обводненности пласта D тревожное, поэтому следует более кропотливо регулировать отбор и закачку, а также улучшать качества тампонажных работ, сохраняя достигнутый уровень добычи нефти из пласта.

Пласт D_1 на Александровской площади в чисто нефтяной части залежи разбурен полностью. Ширина водоплавающей части залежи D_1 на северо-западном крыле Александровской площади достигает 8—10 км и поэтому разрабатывается самостоятельно.

На 1 января 1957 г. действующий эксплуатационный фонд на всей Александровской площади составляет 179 скважин, из них 73 фонтанные, 24 работают на электропогружных и 82 на глубоких насосах. Нагнетание воды ведется через 22 скважины против 17 скважин в сентябре 1955 г. На одну действующую нагнетательную скважину приходится 8 эксплуатационных скважин.

Как показано выше, баланс отбора нефти и закачки воды в пласт, как текущий, так и с начала разработки, положительный.

Текущая закачка перекрывала отбор с четвертого квартала 1955 г., а к концу 1956 г. избыток закачки над отбо-

ром составлял 4700 м³/сутки. Тем самым созданы благоприятные технологические условия для регулирования разработки.

В течение всех четырех кварталов 1956 г. давление в пласте быстро поднималось: за год выросло на 18,9 ат. Наиболее высокие давления в пласте отмечаются на северо-западном крыле и в центральной части Александровской структуры, т. е. на тех участках залежи, где пласт имеет большие мощности и хорошую проницаемость. Наиболее низкие пластовые давления приурочены к песчаникам D_1 с ухудшенными физико-геологическими параметрами.

На этих участках залежи весь фонд эксплуатационных скважин работает механизированным способом, несмотря на то, что они окружены кольцом действующих нагнетательных скважин (см. карту разработки).

В связи с перемещением контура за год обводнилось 7 скважин. Из всего действующего фонда с содержанием воды в нефти работают 54 скважины.

По степени обводненности скважины распределяются следующим образом: 8 скважин содержат воды до 2%, 13 — от 2 до 20%, 33 — более 20%.

Скважины с высоким содержанием воды в добываемой нефти расположены в местах развития песчаников с хорошими коллекторскими свойствами, там, где отбор и закачка идут более высокими темпами, и на водоплавающей части залежи северного крыла. Для достижения высоких темпов разработки на участках с ухудшенными коллекторскими свойствами мы считаем рациональным снижать давления на забое глубиннонасосных скважин ниже давления насыщения на 10—15 ат путем увеличения отборов.

Проведенные НПУ Туймазанефть и УфНИИ исследования показали, что снижение забойного давления в указанных пределах не влияет на коэффициент продуктивности. Внедрение этого мероприятия позволит более рационально перераспределить отбор по залежи и улучшит условия стягивания контуров в процессе разработки¹.

По сравнению с другими площадями темпы отбора нефти из пласта D_1 на Александровской площади наиболее высокие. Годовой отбор нефти составляет 5,8% от начальных промышленных запасов.

Основные технологические мероприятия, предусмотренные в решении Центральной комиссии МНП по разработке по Александровской площади, выполнены. Однако впереди еще очень много работы по дальнейшему усовершенствованию осуществляющейся сложной системы разработки.

Имеются в виду более равномерное распределение нагнетания воды по периметру залежи, борьба с преждевременным обводнением скважин, углубление исследовательских работ по изучению эффективности системы разработки в отношении ожидаемого конечного коэффициента использования запасов нефти и др.

В соответствии с принятой схемой разработки пласта D_1 Туймазинского месторождения разбурен эксплуатационными скважинами по сетке 400 м между скважинами в ряду и 500 м между рядами.

В 1954 г. Центральная комиссия МНП по разработке по нашему предложению вынесла решение о бурении дополнительного ряда эксплуатационных скважин на северо-западном крыле, в водоплавающей части залежи, для выравнивания отбора по крыльям структуры.

На 1 января 1957 г. эксплуатационный фонд состоит из 124 скважин, из которых 47 работают фонтанным способом, 30 — при помощи электропогружных насосов и 47 — на глубинных насосах.

В 1950 г. отбор нефти из пласта достиг максимального уровня и с небольшими отклонениями сохраняется по настоящее время.

В течение ряда лет до начала 1956 г. разработка пласта D_1 осуществлялась со сниженными пластовыми давлениями в результате систематического отстава-

¹ Опытные исследования произведены на единичных скважинах, поэтому заключение авторов нуждается в подтверждении. — Ред.

ния нагнетания воды, поэтому избыток закачки воды в D_{II} уходил на компенсацию отбора в D_1 . В начале 1956 г. резко увеличена и технологически улучшена закачка воды в пласт D_1 , при этом немедленно стали расти пластовые давления примерно одинаковыми темпами как в самом D_1 , так и в D_{II} . Средневзвешенное давление в D_{II} возросло за год на 22,9 ат и на 1 января 1957 г. составляет 150 ат.

Из всего эксплуатационного фонда по состоянию на 1 января 1957 г. дают обводненную нефть 83 скважины, из них 11 скважин содержат до 2% воды, 35 — от 2 до 20% и 37 — выше 20%.

Из 83 обводненных скважин 43 расположены за начальным внутренним контуром нефтеносности — в водоплавающей части залежи. За 1956 г. в результате продвижения контура вода появилась в скважинах. Общее содержание воды в товарной нефти выросло на 4,1% и достигло 10%. Продвижение контуров происходит нормально — параллельно первоначальному их расположению. Однако следует отметить, что вода продвигается по подошве пласта с большой скоростью. Из 79 скважин, пробуренных на участке в 2000 га чисто нефтяной части залежи, с водой работают уже 46 и безводными остались только 33 скважины на площади 730 га (см. рис. 4 и 5).

Темп обводнения скважин залежи D_{II} , судя по заводненной площади пласта, в результате законтурного заvodнения следует считать весьма быстрым и не соответствующим величине суммарного отбора нефти от подсчитанных промышленных запасов.

Чем же объяснить такую неблагоприятную картину? Первое, что следует иметь в виду, — это неточность установления положения текущего водо-нефтяного контакта в зоне эксплуатационных скважин. Как отмечалось выше, из-за образования конусов воды мы имеем в действующих скважинах ненормально высокий контакт, что подтверждается бурением нового ряда скважин на северном участке залежи. Контакты в новых скважинах на 5–7 м ниже среднего контакта, зафик-

сированного в районе ранее разбуренного участка.

Водо-нефтяной контакт в скважинах отбивается радиокаротажем, но вследствие несовершенства этого метода (недостаточный охват объема эксплуатируемого пласта) фактически в скважинах мы отбиваем не истинный водо-нефтяной контакт, а верхнюю границу водяного конуса, отсюда и неточное представление о положении контакта в целом по разрабатываемой части залежи и объеме заводненной части пласта. Это, вероятно, приводит к занижению процента выработки запасов.

Однако есть факты, которые вызывают законную тревогу за эффективную выработку запасов, а именно то, что в ряде скважин, пробуренных за современным контуром нефтеносности (на площади первоначально нефтеносной), по отбору керна и геофизическими исследованиями установлено, что выработка запасов составляет всего от 30 до 70%, т. е. в среднем близка к подсчитанной по объему заводненной площади.

Эти факты заставляют серьезно задуматься над вопросом о темпах закачки воды и отборов нефти (скоростей проталкивания нефти). Надо думать, что вследствие неоднородности разрезов нефтеносных пластов D_{II} и D_1 (и других продуктивных пластов Башкирии и Татарии) вытеснение нефти из малопроницаемых пластов отстает и вода, продвигаясь по более проницаемым пластам, преждевременно обводняет эксплуатационные скважины, создавая впечатление полной их разработанности.

Учитывая эти обстоятельства, мы снизили закачку воды в пласт D_{II} примерно до 4000 м³/сутки и ограничили отборы нефти из крайних рядов эксплуатационных скважин для предотвращения быстрого обводнения эксплуатационного фонда скважин. Мы считаем необходимым более тщательно изучить поднятый вопрос, так как он имеет первостепенное значение в деле рациональной разработки месторождений. В этом нам должны помочь работники ВНИИ и УфНИИ,

Рис. 4. Карта суммарных отборов и закачки пластов D_{II} Туймазинского месторождения (по сост. на 1 января 1957 г.)

1 — скважины фонтанные; 2 — скважины глубоконасосные; 3 — скважины проектируемые; 4 — скважины, находящиеся в освоении; 5 — суммарный отбор нефти; 6 — внешний контур нефтеносности; 7 — внутренний начальный контур нефтеносности; 8 — внутренний текущий контур нефтеносности; 9 — внешний начальный контур нефтеносности; 10 — внутренний текущий контур нефтеносности; 11 — площадь заводненной части залежи.

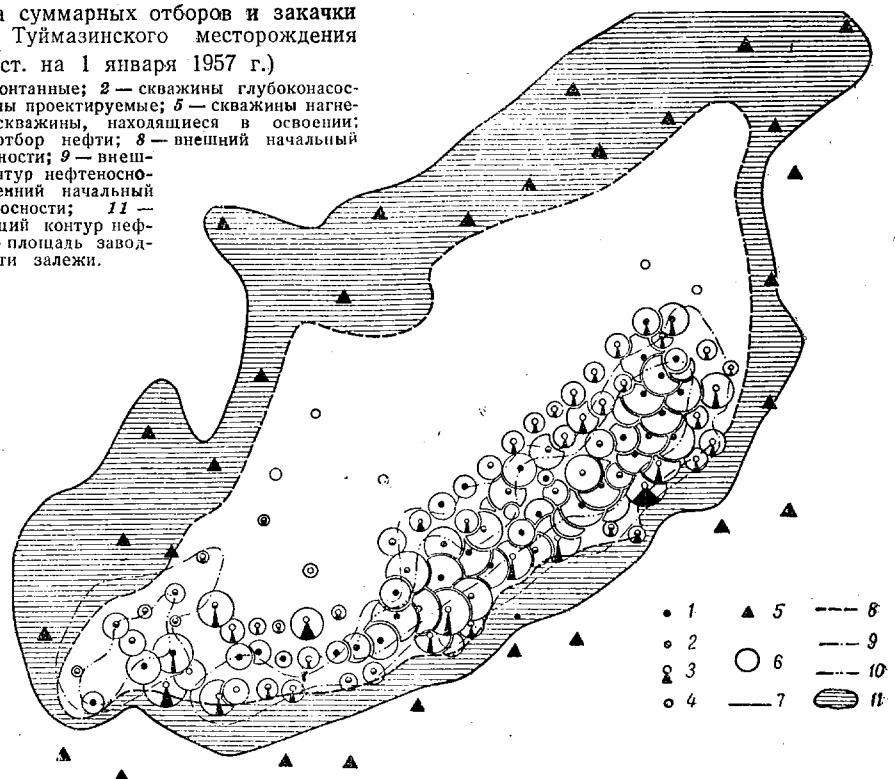
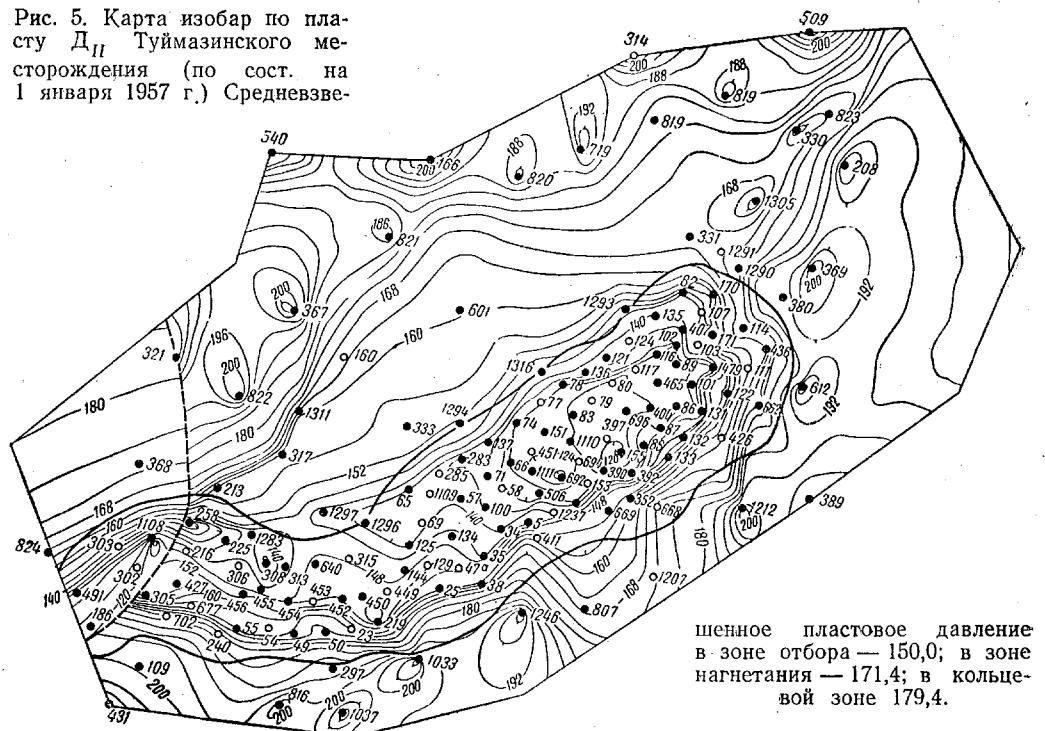


Рис. 5. Карта изобар по пласту D_{II} Туймазинского месторождения (по сост. на 1 января 1957 г.) Средневзве-



шенное пластовое давление
в зоне отбора — 150,0; в зоне
нагнетания — 171,4; в кольце-
вой зоне 179,4.

контролирующие разработку месторождений.

Резюмируя приведенные данные и соображения, характеризующие состояние разработки девонских залежей нефти Туймазинского месторождения, следует отметить, что:

а) в результате успешного выполнения решений Центральной комиссии МНП по разработке, принятых в сентябре 1955 г., удалось преодолеть долголетнее отставание закачки воды в пласт D_1 ;

б) значительно выросли пластовые давления, что обеспечило более благоприятные условия для контроля и регулирования разработки залежей;

в) обеспечен высокий устойчивый уровень добычи нефти из пластов D_1 и D_{II} .

Наряду с этими положительными результатами имеют место факты быстрого обводнения скважин и недостаточной выработки запасов из отдельных участков залежей.

Для дальнейшего совершенствования разработки следует осуществить ряд мероприятий.

1. Усилить работы по освоению оставшихся нагнетательных скважин, необходимых для улучшения регулирования нагнетания равномерно по периметру залежи D_1 .

2. Объем закачки воды по пластам регулировать в зависимости от необходимого оптимального пластового давления. Оптимальное средневзвешенное пластовое давление установить в пре-

делах 150 ат (давление фонтанирования при обводненности нефти до 50%).

3. Учитывая большую ширину водо-плавающей залежи пласта D_{II} на северо-западном крыле, для ускорения ее выработки пробурить еще один дополнительный ряд эксплуатационных скважин.

4. Участить нагнетательные скважины в разрезающих рядах (Туймаза, Абсалияново и др.).

5. Учитывая возможность закачки в пласт D_{II} значительно больших объемов воды, чем это требуется для текущего отбора, с целью более полной выработки запасов, начать форсированный отбор жидкости из сильно обводненных скважин этого пласта. По мере увеличения закачки осуществить эти мероприятия и по пласту D_1 .

6. Поручить ВНИИ и УфНИИ исследовать вопрос об оптимальных скоростях продвижения воды при контурном и внутренеконтурном заводнении для конкретных условий девонских месторождений.

7. Поручить НИИГР, ВНИИ и УфНИИ выработать методику отбивки истинного текущего водо-нефтяного контакта в разрабатываемых залежах.

8. Поручить УфНИИ разработать эффективные методы для борьбы с образованием конусов воды в скважинах.

9. Объединению Башнефть совместно с УфНИИ на основе накопившихся геологического-промышленных материалов поручить составить проект доразработки пластов D_1 и D_{II} Туймазинского нефтяного месторождения.

* * *

Н. А. ПЕРЬКОВ

Выделение продуктивных коллекторов в карбонатных разрезах

За последнее время все большее внимание нефтяников начинают привлекать вопросы поисков нефтеносных горизонтов в мощных толщах карбонатных отложений каменноугольного и девонского возраста, слагающих значительную часть разрезов нефтяных месторождений Урало-Волжской нефтеносной провинции.

В связи с этим представляет интерес оценка различных методов промысловой геофизики для решения поставленного вопроса.

Электрический и радиоактивный кароттаж

Опыт геофизических исследований скважин в районах, где продуктивные горизонты представлены карбонатными породами, пористыми известняками и доломитами (Ишимбайский, Бугурусланский и др.), показывает, что, наиболее эффективным для выделения нефтегазоносных пластов в данных условиях является применение комплекса, включающего стандартный электрический кароттаж, а также методы радиоактивного кароттажа: гамма-кароттаж (ГК) и нейтронный гамма-кароттаж (НГК).

При помощи методов радиоактивного кароттажа в разрезе выделяют чистые от примесей глин содержащие водород пласти, отмечаемые относительно низкими показаниями на диаграммах ГК и НГК. Обычно такими пластами являются пористые разности известняков и доломитов, насыщенные водой или нефтью.

Газонасыщенные карбонатные коллекторы, так же как нефтеносные и водоносные, отмечаются низкими значениями на диаграммах нейтронного гамма-кароттажа. Это объясняется глубоким проникновением глинистого раствора и его фильтрата в карбонатные пласти, вследствие чего водород-

содержание газоносных пластов у стенки скважины в пределах радиуса исследования методом НГК (порядка 50—70 см) не отличается от водородсодержания пластов, насыщенных нефтью или водой.

Оценка нефтегазоносности пористых разностей карбонатных пород, выделенных по диаграммам радиоактивного кароттажа, основана на данных электрического кароттажа. Пористые водонасыщенные известняки отмечаются более низкими кажущимися сопротивлениями, чем вмещающие их плотные разности карбонатных пород. Нефтегазоносные карбонатные коллекторы обычно отмечаются кажущимися сопротивлениями, величина которых близка к сопротивлению окружающих пород.

Таким образом, отсутствие заметных уменьшений кажущихся сопротивлений против зон пористых карбонатных пород, характеризующихся низкими показаниями на диаграммах ГК и НГК, или более высокие кажущиеся сопротивления сравнительно с сопротивлением вмещающих пород свидетельствуют о нефтегазоносности карбонатных коллекторов.

Типичный пример выделения нефтеносных пластов в карбонатных отложениях артинского возраста Ишимбайского района по данным радиоактивного и электрического кароттажа изображен на рис. 1. Разрез представлен известняками, содержащими тонкие редкие прослои ангидритов и слабоглинистых известняков. Отсутствие глинистых пород в разрезе подтверждается диаграммой ГК, которая характеризуется низкими монотонными показаниями естественного гаммаизлучения.

Диаграмма НГК сильно дифференцирована. По минимумам на диаграмме НГК, отмечаемым в интервалах 629—635, 640—644, 648—650, 665—

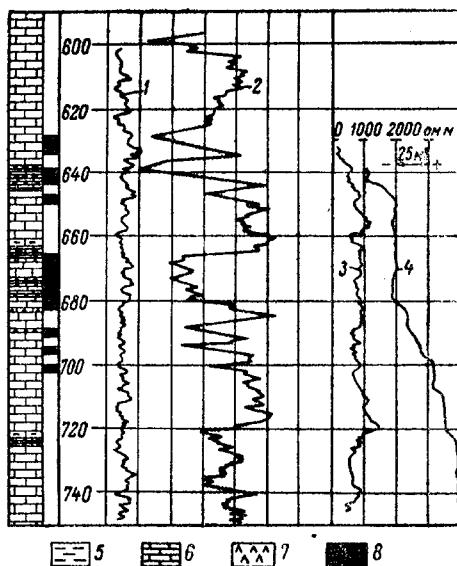


Рис. 1. Выделение нефтеносных карбонатных пластов по диаграммам радиоактивного и электрического каротажа (Ишимбайский район).

1 — кривая ГК; 2 — кривая НГК-60; 3 — кривая КС, полученная с зондом МЗА 0,25В; 4 — кривая ПС; 5 — глины; 6 — известняки; 7 — ангидриты; 8 — нефтеносные пласти.

683 м и другим, хорошо выделяются зоны, сложенные высокопористыми, ситчатыми известняками, насыщенными нефтью. О нефтеносности перечисленных интервалов свидетельствует отсутствие против них заметных понижений кажущихся сопротивлений на диаграмме стандартного электрического каротажа. Возможно водоносными в рассматриваемом разрезе могут являться известняки, залегающие в интервале 700—740 м, которые, судя по диаграмме НГК, обладают невысокой сравнительно с перечисленными выше нефтеносными пластами пористостью и по диаграмме электрического каротажа отмечаются пониженными сопротивлениями.

Пример выделения карбонатных пластов с благоприятными коллекторскими свойствами по данным радиоактивного и электрического каротажа и оценки их нефтенасыщенности приведен на рис. 2, где изображены каротажные диаграммы одной из скважин нефтяных месторождений Куйбышевского Заволжья.

Рассматриваемый разрез представлен в основном известняками. Мощный пласт глинистых пород в интервале 775—791 м хорошо выделяется по низким значениям на диаграммах НГК и кажущихся сопротивлений и по высоким показаниям на диаграммах гамма-каротажа и ПС. Редкие прослои слабоглинистых пород, не являющихся коллекторами, отмечаются по повышенным показаниям на диаграмме ПС и незначительными повышениями на диаграмме гамма-каротажа.

Пористые неглинистые интервалы, которые могут рассматриваться как коллекторы, отмечаются по низким показаниям НГК в интервалах 752—758, 820—833, 878—887 и 892—895 м. Из указанных интервалов только верхний (752—758 м) является нефтеносным, так как его кажущееся сопротивление довольно высокое. Остальные пласти являются водоносными, о чем свидетельствуют низкие показания, соответствующие этим пластам на диаграмме электрического каротажа.

Пример выделения по диаграммам электрического и радиоактивного ка-

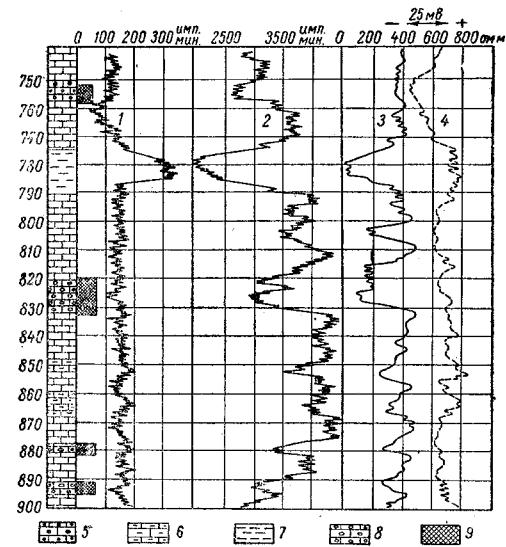


Рис. 2. Выделение карбонатных коллекторов и оценка их нефтеносности по данным радиоактивного и электрического каротажа (Куйбышевское Поволжье).

1 — диаграмма ГК; 2 — диаграмма НГК-60; 3 — диаграмма КС, полученная с зондом B2,5A0,5M; 4 — кривая ПС; 5 — известник нефтеносный; 6 — известник глинистый; 7 — глинистая порода; 8 — известник водопроницаемый; 9 — пористые зоны.

роттажа карбонатного коллектора внутри контура нефтяной залежи в скважине нефтяного месторождения Соколовая гора (Саратовское Поволжье) изображен на рис. 3.

Нефтеносный пласт в данном случае выделяется по тому же правилу, как и в предыдущем случае: низкие показания ПС и НГК и высокие значения кажущихся сопротивлений (заштрихованная зона на рис. 3 в интервале глубин 1623—1631 м).

Часто стандартный электрический кароттаж не может дать однозначного решения вопроса об удельном сопротивлении пласта. Анализ значительного количества диаграмм БКЗ в карбонатных коллекторах указывает на наличие глубокого проникновения фильтрата глинистого раствора в пласт, вследствие чего на показания стандартных зондов решающее влияние оказывает сопротивление зоны проникновения. При бурении глинистыми растворами, изготовленными на пресной воде, что обычно имеет место в скважинах месторождений Урало-Волжской нефтеносной провинции, сопротивление зоны проникновения в пластах средней пористости достигает десятков и сотен омметров. Поэтому для более точной оценки удельного сопротивления пласта необходимо пользоваться данными БКЗ или измерениями КС с зондами большой длины (например, с градиент-зондом с АО до 8 м).

Газовый кароттаж

Для решения задачи поисков в карбонатных разрезах продуктивных горизонтов за последнее время значительное развитие получили методы геохимических исследований скважин: газовый и люминесцентный кароттаж.

При помощи указанных методов зафиксировано большое число аномалий повышенных показаний в карбонатных

отложениях фаменского возраста в скважинах Куйбышевского Заволжья, Татарии и Западной Башкирии, а также в подольских и каширских известняках северной части Западной Башкирии, юга Молотовского Приуралья и в Куйбышевском Поволжье.

Опробование ряда этих аномалий привело к открытию новых нефтеносных горизонтов. Следует при этом от-

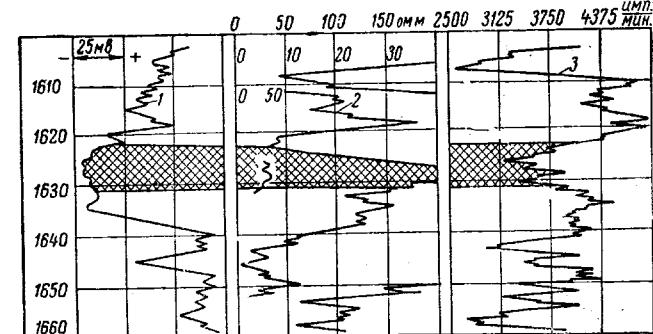


Рис. 3. Выделение карбонатного коллектора внутри контура нефтяной залежи (Соколовая гора, Саратовское Поволжье).

1 — кривая ПС; 2 — кривая КС, полученная с зондом М2,5А0,5В; 3 — кривая НГК.

метить, что из-за несовершенства техники и методики проведения газового кароттажа, а также из-за отсутствия обоснованной методики интерпретации аномалии повышенных газопоказаний нередко ошибочно относятся к пластам непроницаемых плотных пород или водоносным коллекторам.

Поэтому из многочисленных аномалий, обычно отмечаемых на диаграмме газового кароттажа, рекомендуются к опробованию только те, которые имеют благоприятные показания по данным электрического и радиоактивного кароттажа.

Такая методика интерпретации данных газового кароттажа получила повсеместное признание, и благодаря ее применению удается исключить из рассмотрения значительное количество аномалий газового кароттажа, которые могли быть при формальном подходе приписаны непродуктивным пластам. Такой прием позволяет резко сократить число случаев неудачных опробований.

Отметим также, что границы интервала для опробования устанавливаются, как правило, по диаграммам электрического и радиоактивного каротажа, так как точность определения глубины аномалий повышенных газопоказаний по данным газового каротажа недостаточна для этой цели.

Микрозонды

Микрозонды применяются для выявления в терригенных разрезах песчаных пластов, обладающих хорошими коллекторскими свойствами.

Применение микрозондов основано на допущении известного факта, что в проницаемых пластах под влиянием избыточного давления происходит фильтрация глинистого раствора, в результате которой на стенке скважины образуется глинистая корка.

Наличие глинистой корки на стенке скважины определяется путем сравнения диаграмм КС, полученных микропотенциал- и градиент-зондами.

Результаты обработки значительного количества диаграмм микрозондов, полученных главным образом в скважинах нефтяных месторождений Волго-Уральской нефтеносной провинции, позволяют полагать, что при помощи диаграмм сопротивлений, полученных с микрозондами, можно выделять в карбонатных разрезах интервалы с благоприятными коллекторскими свойствами, детально расчленять эти интервалы и выделять в них плотные непроницаемые прослои.

Сопоставление диаграмм измерений диаметра скважин каверномером в карбонатных породах с диаграммами естественных потенциалов (ПС) указывает на наличие соответствия между ними: понижения на диаграммах ПС, как правило, соответствуют сужениям диаметра скважины, обусловленные наличием глинистой корки.

Сужение диаметра скважины против отложений калиновской свиты Бугурсланского района является характерным для пластов известняков и доломитов, обладающих хорошими коллекторскими свойствами. Заметные локальные сужения диаметра скважины,

обусловленные образованием глинистой корки, часто отмечаются при интерпретации кавернограмм скважин, полученных в карбонатных коллекторах других районов Волго-Уральской нефтеносной провинции, а также Ферганской долины.

Все это заставляет полагать, что механизм образования глинистой корки в карбонатных пластах такой же, как и в пластах песчаных пород, вследствие чего глинистая корка на стенке скважины свидетельствует о залегании в этом интервале пласта, обладающего повышенными пористостью и проницаемостью. Пласти, на стенке которых глинистая корка отсутствует, не обладают коллекторскими свойствами. Исключение составляет редкий случай, когда пластовое давление высокое, вследствие чего фильтрации глинистого раствора в проницаемый пласт не происходит.

Часто карбонатные коллекторы не отмечаются на кавернограмме заметными сужениями диаметра скважин. Это следует объяснить в первую очередь недостаточной точностью измерений диаметра, получаемой при помощи применяемых нами каверномеров (± 2 см), вследствие чего обычно тонкая глинистая корка не отмечается на кавернограмме.

Опыт измерения микрозондами в карбонатных породах показывает, что наличие очень тонкого (порядка нескольких миллиметров) проводящего прослоя между башмаком микрозонда и породой резко снижает измеренную величину кажущихся сопротивлений, особенно при измерениях с микрорадиант-зондом.

Благодаря этому создается возможность выделять в мощных, внешне однородных толщах карбонатных пород пласти с хорошими коллекторскими свойствами.

Кажущиеся сопротивления, измеренные с микропотенциал-зондом, при наличии на стенке скважины глинистой корки превышают кажущиеся сопротивления, измеренные микрорадиант-зондом. Это обусловлено сравнительно большим радиусом исследования микропотенциал-зонда, вследствие чего

на его показания глинистая корка оказывает меньшее влияние чем на микротензометрические зонды.

Поэтому карбонатные коллекторы, как и песчаные, отмечаются положительными приращениями на диаграммах микротензометрических зондов.

На рис. 4 изображено сопоставление диаграмм стандартного каротажа, микротензометрических зондов и радиоактивного каротажа одной из скважин Саратовского Поволжья в части разреза, сложенной известняками каменноугольного воз-

раста. Из этого сопоставления видно следующее.

1. Зоны, отмечаемые пониженными показаниями какущихся сопротивлений и положительными приращениями на диаграммах микротензометрических зондов, отмечаются в пределах интервалов 560—570, 573—577, 583—590 и 597—599 м.

2. Указанным зонам соответствуют минимумы ПС и ГК, что свидетельствует об отсутствии примесей глин в карбонатных породах, залегающих в этих интервалах.

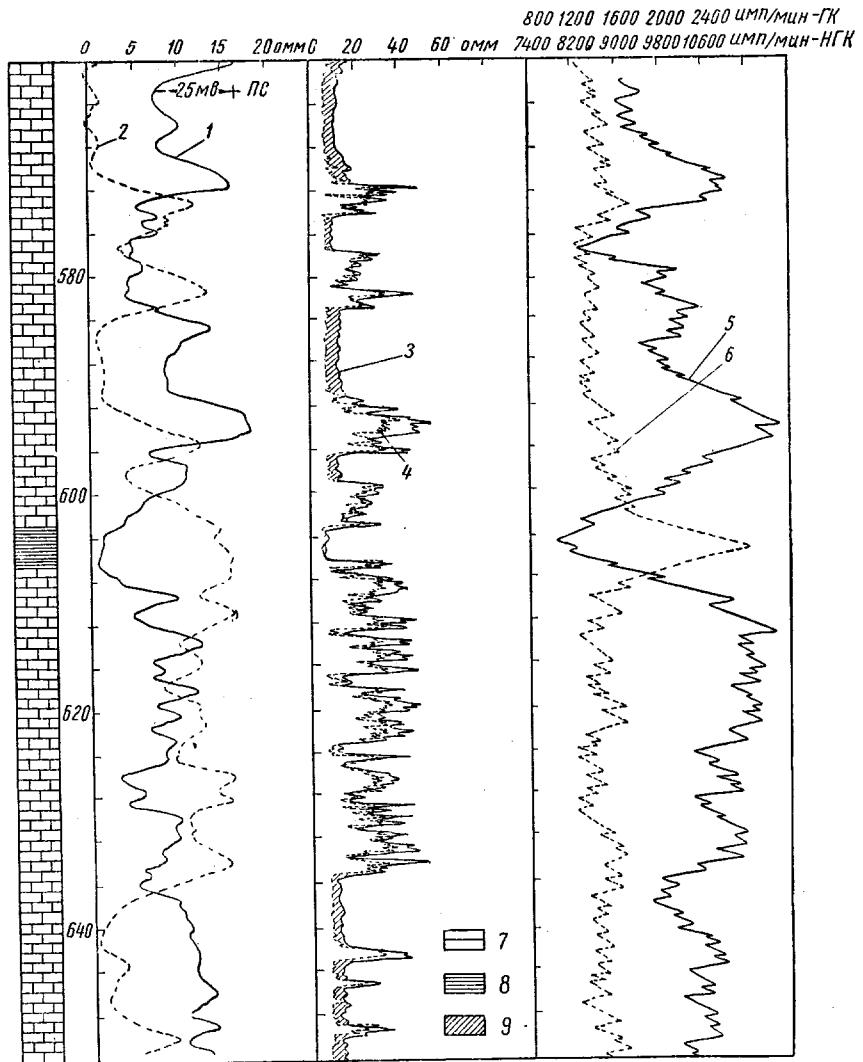


Рис. 4. Выделение карбонатных коллекторов по данным стандартного электрического каротажа, микротензометрических зондов и радиоактивного каротажа (Саратовское Поволжье).

1 — кривая КС, полученная с зондом В2,5А0,25М; 2 — кривая ПС; 3 — кривая КС микропотенциал-зонда А0,05М; 4 — кривая КС микротензометрического зонда М0,025Н0,025А; 5 — кривая НГК; 6 — кривая ГК; 7 — известняки; 8 — глинистые породы; 9 — зоны положительных приращений.

3. Показания НГК в пределах указанных интервалов пониженные, что свидетельствует о повышенной пористости пород, слагающих эти интервалы.

4. Плотным непроницаемым прослойям, которым на диаграммах микрозондов соответствуют повышенные значения кажущихся сопротивлений, соответствуют, как правило, повышенные значения на кривой ПС, что свидетельствует об их плохой проницаемости.

5. Диаграммы микрозондов позволяют весьма четко выделить по положительным приращениям пористые проницаемые разности известняков и более точно определить их границы, чем по данным электрического и радиоактивного каротажа. Благодаря этому в толще в основном непроницаемых пород, залегающих на приведенном рисунке в интервале 606—636 м, можно выделить границы тонких прослоев пористых разностей известняков, о наличии которых можно судить по диаграммам НГК и ПС только качественно.

Проведенная обработка большого количества диаграмм микрозондов скважин районов Саратовского и Ставропольского Поволжья, а также отдельных скважин районов Татарии и сопоставление полученных данных с диаграммами стандартного электрического каротажа и радиоактивного каротажа подтверждают выводы, приведенные для описанного типичного случая.

Результаты обработки БКЗ по этим скважинам позволили установить, что зоны, отмечаемые положительными приращениями на диаграммах микрозондов, часто характеризуются наличием проникновения фильтрата бурого раствора в пласт с диаметром зоны проникновения, превышающим диаметр скважины в 4—8 раз и более. В некоторых случаях наличие зоны проникновения по кривым БКЗ не отмечается, что может быть в результате очень глубокого проникновения или же вследствие незначительной пористости пласта.

Полученные результаты комплексной обработки каротажных диаграмм также показывают, что пласти, отмечаемые на диаграммах микрозондов положительными приращениями, не всегда отмечаются значительными понижениями на диаграммах нейтронного гамма-каротажа; глинистая корка часто образуется против пластов, пористость которых невелика (порядка 3—7%). По-видимому, такие пласти представлены карбонатными породами, в которых поровое пространство образовано редкой сетью тонких трещин, обеспечивающих достаточно хорошую фильтрацию глинистого раствора в пласт при его незначительной общей пористости.

Упомянем, наконец, что зоны минимумов на диаграммах КС микрограмм-зондов приурочены к минимальным показаниям на диаграммах гамма-каротажа, т. е. к интервалам, не содержащим заметных примесей глин.

В заключение остановимся на одном из методов выделения карбонатных коллекторов, привлекающем к себе внимание в течение последних лет. Речь идет о применении метода бурения на глинистом растворе, содержащем добавки радиоактивного изотопа.

Полученные данные свидетельствовали о наличии повышенных показаний против пластов с благоприятными коллекторскими свойствами, что интерпретировалось как результат проникновения активированного раствора в пористые проницаемые пласти карбонатных пород.

Последующие исследования показали, что использовавшийся для этой цели радиоактивный изотоп кобальта (Co^{60}) в глинистом растворе нацело адсорбируется твердыми частицами глины. Поэтому повышенные показания на диаграммах ГК, полученных после бурения скважины на радиоактивном растворе или ее промывки, связанны с образованием глинистой корки на стенке скважины.

В настоящее время этот метод применяется редко, так как микрозонды являются более удобными и безопасными для индикации глинистой корки на стенках скважины.

Выводы

1. Основными для выявления карбонатных коллекторов в разрезах скважин являются методы радиоактивного каротажа: гамма-каротажа и нейтронного гамма-каротажа. Коллекторы выделяются по пониженным показаниям НГК, которым соответствуют низкие значения на диаграммах ГК.

2. Оценка нефтегазонасыщенности коллекторов, выявленных по данным радиоактивного каротажа, проводится по их удельному электрическому сопротивлению. Нефтегазоносным коллекторам соответствуют удельные сопротивления, превышающие или имеющие такую же величину, как и имеющие их плотные породы. Вследствие глубокого проникновения глинистого раствора в карбонатные пластины их удельное сопротивление следует определять по данным боковых каротажных зондирований или оценивать по диаграммам кажущихся сопротивлений, снятым с длинным градиент-зондом ($AO = 8$ м и более). Поэтому в скважинах, где электрический каротаж ограничивается проведением замеров КС и ПС стандартным зондом, в разрезах, сложенных карбонатными породами, следует проводить дополнительные измерения кажущихся сопротивлений длинным градиент-зондом.

3. Оценку продуктивности карбонатных коллекторов по данным газового каротажа следует проводить только после сопоставления интервалов повышенных газопоказаний с диаграммами электрического и радиоактивного каротажа. Опробованию должны подвергаться газокаротажные аномалии, которые соответствуют по данным электрического и радиоактивного каротажа пластам с благоприятными коллекторскими свойствами.

При этом определение границ интервала для опробования, ввиду не точной привязки глубин по данным газового каротажа, следует проводить по диаграммам электрического и радиоактивного каротажа.

4. Диаграммы микрозондов позволяют по зонам положительных приращений выделять в разрезе карбонатных пород интервалы с благоприятными коллекторскими свойствами. Относительную оценку коллекторских свойств этих интервалов — их пористости и нефтенасыщенности — следует проводить по диаграммам НГК, а также по БКЗ или замерам КС с длинным градиент-зондом. Диаграммы микрозондов в этом случае следует использовать для уточнения границ коллекторов, а также для выделения тонких прослоев пород с хорошими коллекторскими свойствами, залегающими среди мощных пачек непроницаемых пород.

5. Как показали результаты обработки данных БКЗ, карбонатные коллекторы в подавляющем большинстве случаев характеризуются очень глубоким проникновением фильтрата глинистого раствора в пласт. При наличии достаточно крупных трещин можно предполагать проникновение в пласт не только фильтрата, но и непосредственно глинистого раствора. Это создает надежную закупорку поровых каналов и трещин, соединяющих пласт со скважиной при его опробовании, для устранения которой применяемые методы пульевой и торпедной перфорации совершенно недостаточны.

В связи с этим опробование карбонатных пластов надлежит проводить при помощи мощных кумулятивных перфораторов и торпедирования с последующей кислотной обработкой.

* * *

М. Г. ЛАТЫШОВА, В. М. ДОБРЫНИН

Интерпретация диаграмм потенциалов вызванной поляризации в нефтяных скважинах

Краткие сведения о физической сущности явления вызванной поляризации песчано-глинистых пород

При пропускании через горные породы различного типа постоянного электрического тока возникает электрическое поле поляризации, созданной этим током¹.

Вызванная поляризация горных пород объясняется окислительно-восстановительными процессами, объемной поляризацией породы и другими электрохимическими процессами, возникающими в породе при воздействии на нее электрического тока. В осадочных породах, содержащих минералы с электронной проводимостью (каменные угли, антрациты, руды), вызванная поляризация возникает главным образом за счет окислительно-восстановительных процессов. В обломочных горных породах, имеющих ионную проводимость (песчаники), преобладающее значение имеет объемная поляризация [1, 2, 4].

В результате исследований, проведенных за последние 3—4 года на кафедре промысловой геофизики Московского нефтяного института, возникла гипотеза о природе явления вызванной поляризации песчано-глинистых пород, которая схематически может быть представлена следующим образом. Каждая частица песчаной горной породы, являющаяся диэлектриком, окружена в естественном залегании электролитом, насыщающим поры породы. На поверхности каждой такой частицы в результате адсорбционных процессов образуется двойной электрический слой. Искусственно вызванная

поляризация песчаных пород возникает вследствие деформации двойного электрического слоя на поверхности частиц горной породы под воздействием внешнего (поляризующего) электрического поля.

В результате возникающих при этом процессов через некоторое время после включения поляризующего тока устанавливается динамическое равновесие, характеризующееся для данной породы и данного поляризующего внешнего поля определенной величиной зарядов на концах каждой частицы горной породы.

При исследовании песчаной горной породы по методу потенциалов вызванной поляризации наблюдается суммарное электрическое поле, создаваемое бесчисленным множеством поляризованных частиц горной породы.

Таким образом, величина потенциала вызванной поляризации ($\Delta U_{\text{ВП}}$) песчаной горной породы определяется адсорбционными явлениями, имеющими место на поверхности частиц горной породы, а следовательно, при прочих равных условиях должна зависеть от степени дисперсности породы или от удельной поверхности породы.

Зависимость коэффициента вызванной электрохимической активности от удельной поверхности и проницаемости песчаников

Многочисленные экспериментальные исследования подтверждают связь между вызванной поляризацией, адсорбционной способностью и удельной поверхностью песчано-глинистых пород.

¹ Схемы измерений потенциалов вызванной поляризации в лабораторных и скважинных условиях, а также конструкция измерительной установки описаны ранее [1, 4] и поэтому здесь не приводятся.

Способность горной породы поляризоваться количественно характеризуется коэффициентом вызванной электрохимической активности (A_B),

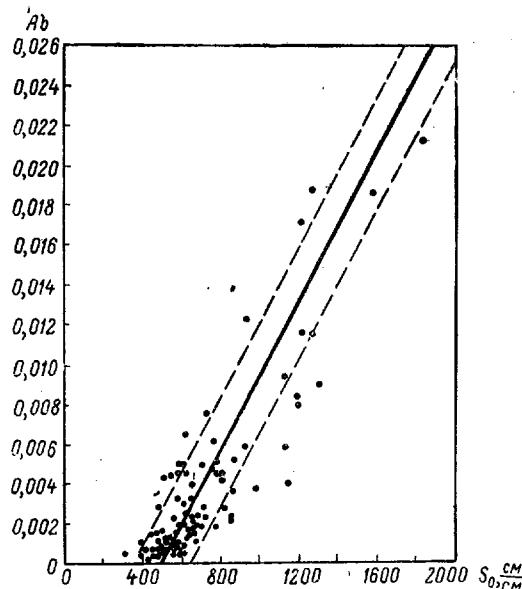


Рис. 1. Зависимость вызванной электрохимической активности A_B от удельной поверхности S_0 девонских песчаников Туймазинского района.

который на основании результатов лабораторных исследований на цилиндрических образцах определяется следующим образом:

$$A_B = \frac{\Delta U_{\text{ВП}}}{I} \cdot \frac{1}{P_{\text{п}}(\varrho_{\text{пв}} - 0,65)} \cdot \frac{S}{l} \approx \frac{\Delta U_{\text{ВП}}}{\Delta U_{\varrho}}, \quad (1)$$

где

$\Delta U_{\text{ВП}}$ — разность потенциалов вызванной поляризации, мв;

I — сила поляризующего тока, ма;

$\varrho_{\text{пв}}$ — удельное сопротивление электролита, ом м;

S — площадь поперечного сечения образца, м^2 ;

l — длина образца, м;

$P_{\text{п}}$ — параметр пористости (относительное сопротивление образца, полностью насыщенного электролитом);

0,65 — постоянный эмпирический коэффициент.

На рис. 1 дается зависимость коэффициента вызванной электрохимической активности от удельной поверхности S_0 девонских песчаников Туймазинского района. Определение удельной поверхности этих песчаников производилось по методу проницаемости, основанному на применении формулы Кармана [5].

Зависимость, изображенная на рис. 1, свидетельствует о корреляционной связи между коэффициентом вызванной электрохимической активности и удельной поверхностью:

$$S_0 = 52,3 \cdot 10^8 A_B + 0,509 \cdot 10^8. \quad (2)^1$$

Коэффициент корреляции этой связи равен 0,83, что указывает на возможность практического ее использования.

Интервал удвоенной среднеквадратичной ошибки ограничен на рис. 1 пунктирными линиями.

Поскольку удельная поверхность песчаных пород в свою очередь является функцией пористости и проницаемости, можно переписать формулу (1) в виде:

$$A_B = 38,5 \cdot 10^{-3} \left(\frac{k_{\text{п}}^2}{k_{\text{пр}} \cdot P_{\text{п}}} \right)^{0,5} - 9,73 \cdot 10^{-3}. \quad (3)$$

На рис. 2 изображено семейство кривых, построенных по формуле (3). Параметром кривых служит коэффициент пористости. На этом же рисунке нанесены результаты исследования 97 образцов девонских песчаников Туймазинского района. Песчаники, обладающие высокой, средней и низкой пористостью, даны различными условными обозначениями. Как видно, результаты лабораторных исследований согласуются с данными расчетных кривых. Некоторый разброс экспериментальных точек наблюдается в связи с ошибками эксперимента, а также в связи с влиянием неоднородности образцов песчаников, которая в значительной степени сказывается при исследовании малых объемов породы.

Таким образом, при определении проницаемости песчаной породы по

¹ Линейность связи нарушается при значениях $A_B < 0,0005$.

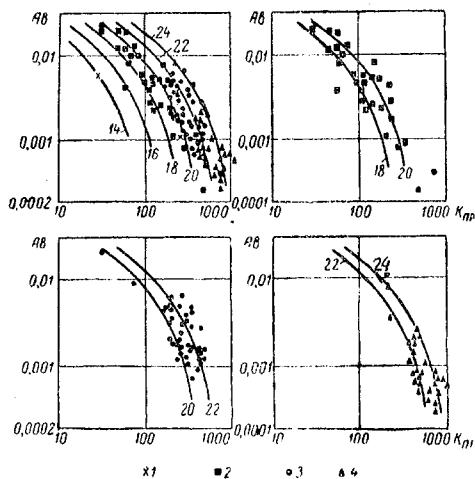


Рис. 2. Зависимость вызванной электрохимической активности A_B от проницаемости $K_{\text{пр}}$ и пористости K_p девонских песчаников Тымазинского района и сопоставление с экспериментальными данными (шифр кривых — коэффициент пористости).

1 — пористость менее 16%; 2 — пористость меняется от 18% до 20%; 3 — пористость меняется от 20% до 22%; 4 — пористость меняется от 22% до 26%.

данным метода потенциалов вызванной поляризации необходимо учитывать изменение коэффициента пористости породы.

Примеры интерпретации диаграмм потенциалов вызванной поляризации

На основании теоретических расчетов, подкрепленных лабораторными исследованиями, установлено, что в скважинных условиях величина аномалии потенциалов вызванной поляризации при прочих равных условиях зависит от следующих факторов:

- размера измерительной установки;
- мощности поляризующего пласта;
- диаметра скважины;
- эффективного диаметра зоны проникновения фильтрата бурового раствора в пласт;
- удельного сопротивления пласта;
- удельного сопротивления бурового раствора;
- силы и направления поляризующего тока.

При помощи полученных при расчетах формул в результате комплексной интерпретации диаграмм потенциалов

вызванной поляризации совместно с другими диаграммами электрометрии скважин можно определить коэффициент поляризуемости горной породы (κ_θ), который характеризует способность среды поляризоваться и не зависит от ее геометрических особенностей и удельного сопротивления.

Определение лабораторного коэффициента вызванной электрохимической активности породы (A_B) производилось на тщательно отмытых от посторонних солей цилиндрических образцах с последующим насыщением химически чистым раствором хлористого натрия.

В скважинных условиях насыщающие породы электролиты могут иметь различный химический состав.

На основании теоретических и лабораторных исследований установлена связь между коэффициентом вызванной электрохимической активности (A_B), определенным в лаборатории, и коэффициентом поляризуемости породы (κ_θ), полученным в результате интерпретации диаграмм:

$$A_B = 4\pi\kappa_\theta \frac{1}{\beta}, \quad (4)$$

где β — коэффициент, учитывающий различие в химическом составе насыщающего песчаник электролита при лабораторных и скважинных исследованиях.

Коэффициент β определяется как отношение коэффициента вызванной электрохимической активности песчаника, насыщенного электролитом данного химического состава, к коэффициенту вызванной электрохимической активности того же песчаника, насыщенного раствором хлористого натрия равной концентрации.

По данным лабораторных исследований приближенное среднее значение коэффициента β при насыщении образцов раствором едкого натра равно 6,3. В районах, где производится химическая обработка бурового раствора реагентом, включающим в себя едкий натр, рекомендуется при интерпретации диаграмм потенциалов вызванной поляризации использовать среднее значение коэффициента $\beta = 6,3$. Однако для более точной интерпретации

необходимо учитывать в дальнейшем изменение коэффициента β за счет изменения щелочности бурового раствора.

Выявление данной связи позволило использовать результаты обширных лабораторных исследований для количественной интерпретации диаграмм.

С целью облегчения вычислительной работы построены специальные палетки для определения коэффициента проницаемости и удельной поверхности песчаных коллекторов в туймазинских и грозненских условиях. Одна из таких палеток изображена на рис. 3.

Пример использования палетки по данным скв. 222 Серафимовской площади в интервале 1743,8—1754,2 м, показанном на рис. 6.

В результате интерпретации диаграмм потенциалов вызванной поляризации и бокового электрического зондирования в водоносном пласте песчаника получено:

$$\Delta U_{\text{ВП}} = 10 \text{ мв}; \frac{\rho_2'}{\rho_0} = 15; \rho_0 = 2,4 \text{ ом м}$$

при t° пласта

$$I = 400 \text{ ма}; \frac{D}{d_0} = 3,0; k_p = 21\%.$$

Требуется определить коэффициент проницаемости пласта.

1. Вычислим следующие отношения:

$$\frac{\Delta U_{\text{ВП}}}{I} = 0,025; \frac{\rho_0 - 0,7}{d_0} = 5,65.$$

2. На левой номограмме палетки по абсциссе $\frac{\rho_2'}{\rho_0} = 15$ находим ординату точки кривой с модулем $\frac{D}{d_0} = 3,0$. Ординату переносим параллельно оси абсцисс на следующую шкалу, которая позволяет учесть влияние удельного сопротивления бурового раствора и диаметра скважины.

3. Найденную точку перемещаем по этой шкале до абсциссы, равной $\frac{\rho_0 - 0,7}{d_0} = 5,65$, а затем ординату найденной точки переносим на следующую шкалу до абсциссы $\frac{\Delta U_{\text{ВП}}}{I} = 0,025$.

4. Ордината данной точки по шкале правой номограммы равна $x_3 = 0,0012$.

5. Из семейства кривых, изображенных на правой номограмме, выбираем кривую, имеющую модуль «21» ($K_p = 21\%$), и по данной кривой находим коэффициент проницаемости $K_{\text{пр}} = 260$ миллидарси.

Методика количественной интерпретации диаграмм потенциалов вызван-

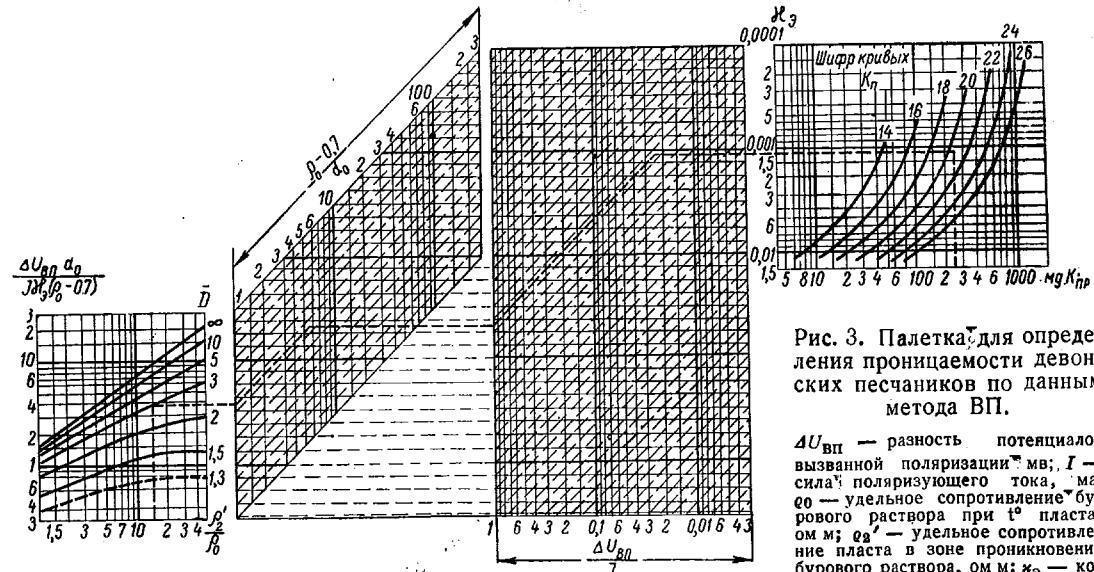


Рис. 3. Палетка для определения проницаемости девонских песчаников по данным метода ВП.

$\Delta U_{\text{ВП}}$ — разность потенциалов вызванной поляризации, мв; I — сила поляризующего тока, ма; ρ_0 — удельное сопротивление бурового раствора при t° пласта, ом м; ρ_2' — удельное сопротивление пласта в зоне проникновения бурового раствора, ом м; x_3 — коэффициент поляризуемости пласта;

$$\bar{D} = \frac{D}{d_0} \text{ — диаметр зоны проникновения, выраженный в долях диаметра скважины; } d_0 \text{ — диаметр скважины, м; } K_p \text{ — коэффициент пористости, \% ; } K_{\text{пр}} \text{ — коэффициент проницаемости, мд.}$$

Таблица 1

Результаты опробования методики количественной интерпретации диаграмм потенциалов вызванной поляризации в Туймазинском нефтяном районе

№ скважины	Площадь	Интервал исследования, м	K_p , % (по данным бокового электрического зондирования)	K_p , % (по данным микропондирования)	По данным метода ВП		Средние данные по керну		
					удельная поверхность, см ² /см ³	$K_{пр}$, миллидарси	$K_{пр}$, миллидарси	K_p , %	число образцов в исследуемом интервале
222	Серафимовская	1743,8—1754,2	21,0	—	634	260	210	19,0	8
997	Туймазинская	1628,4—1643,4 1665—1674	—	23,8 22,7	670 676	300 220	206 234	21,7 18,45	2 1
115	Александровская	1841,2—1845,2 1878—1885,2	16,5 16,0	—	760 670	65 70	95,9 189	19,0 21,9	1 1
243	Серафимовская	1742,8—1748,8	10—11	—	802	7,0	От 0 до 7,3	10,0	7

Таблица 2

Результаты опробования методики количественной интерпретации диаграмм потенциалов вызванной поляризации в Грозненской нефтеносной провинции

№ скважины	Площадь	Интервал исследования, м	K_p , % (по данным бокового электрического зондирования)	$K_{пр}$, миллидарси (по данным метода ВП)	Средние данные по керну		
					$K_{пр}$, миллидарси	K_p , %	число образцов в исследуемом интервале
228	Скалистая	413—433 511—534	21 20	1500 880	1520 1200	22,5 —	3 Неизвестно
246	Скалистая	772—786 806—812	19 19	570 650	789 805	24,92 20,81	1 1
221	Скалистая	862—872 911—917,5	~17 16,5	140 240	168 336	19,32 15,2	1 1
71	Овчарка	846—860,3 861—868	17 17,5	~110 370	7,9 470	17,7 —	1 2
27	Брагуны	1485—1515 1523—1537 1540—1550 1572—1605	23 ~23 ~23 ~23	1100 ~1400 ~1200 ~1600	1390 710 1200 377	24,4 23,8 21,7 21,6	1 1 1 1

ной поляризации была опробована в Туймазинском нефтяном районе и в Грозненской нефтеносной провинции. Результаты этого опробования сведены в табл. 1 и 2.

Интерпретация диаграмм потенциалов вызванной поляризации произведе-

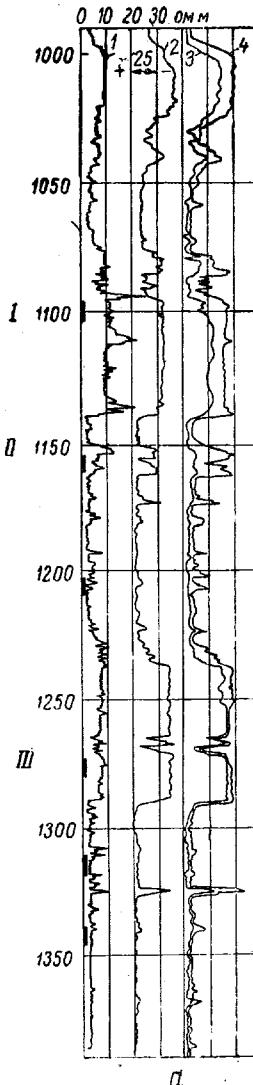
на только в водоносных пластах, где было отобрано некоторое количество керна.

Средняя проницаемость исследованных интервалов по керну определена по весьма малому количеству образцов, и ее следует рассматривать как при-

ближнюю величину. Возможно, что отдельные расхождения в величине коэффициента проницаемости, определенной методом вызванной поляризации, с данными по керну объясняются малым отбором последнего.

Расчленяющая способность метода потенциалов вызванной поляризации

Помимо количественных сведений об удельной поверхности и проницаемости песчаных коллекторов, метод потенциалов вызванной поляризации позволяет получить ряд дополнительных



сведений о литологических особенностях пород, пройденных скважинами.

На рис. 4, 5 и 6 изображены диаграммы ВП, зарегистрированные в различных районах. Эти диаграммы свидетельствуют о том, что при помощи метода ВП удается в ряде случаев более подробно охарактеризовать разрез, чем по данным стандартных методов.

В скв. 20 Горячеписточинского района (рис. 4а) разрез представлен достаточно мощными пластами песчаников и глин. В интервалах, отмеченных черными прямоугольниками, производился отбор керна, причем для трех из этих интервалов, приуроченных к песчаникам, имеются анализы механического состава (рис. 4б).

Как видно из этого сопоставления, величины аномалий вызванной поляризации в песчаниках возрастают с увеличением степени дисперсности их.

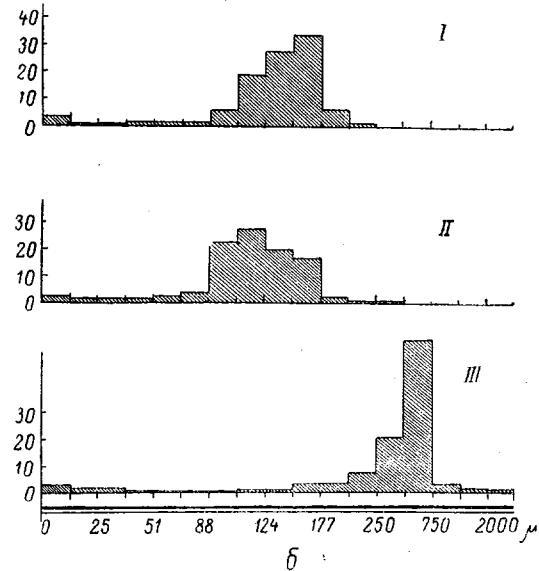


Рис. 4а. Диаграмма потенциалов вызванной поляризации по скв. 20 Горячеписточинского района (Грозный).

Раствор: $\gamma = 1,24$, $\rho_0 = 2,38$ при $t = 18^\circ$;

1 — КС, зонд B0,25 A2M; 2 — СП, масштаб 12,5 мВ/см; 3 — ВП, зонд B8A 0,02 M0, 02A; 4 — ВП, зонд тот же, $I = +200$ мА, $I = -200$ мА.

Рис. 4б. Механический состав пород в скв. 20 Горячеписточинского района.

I — песчаник мелкозернистый (интервал 1097—1103 м); II — песчаник мелкозернистый (интервал 1154—1158 м); III — песчаник крупнозернистый (интервал 1275—1280 м).

Интересно отметить, что пласти песчаников по данным стандартных методов характеризуются как однородные, а по диаграммам ВП существенно различаются по своей дисперсности.

На второй диаграмме (рис. 5) значительными аномалиями ВП выделяются в разрезе почти все пласти песчаников. Против глубин, указанных стрелками, производился отбор грунтов. Данные описания этих грунтов показывают, что все пласти, дающие большие аномалии ВП, являются мелко- и гонкозернистыми песчаниками. Два верхних пласта, в которых аномалии ВП меньше, характеризуются как среднезернистый песчаник. Важно отметить также, что интервалы, в которых наблюдаются прослои глин с повышенной степенью песчанистости, отмечаются увеличением активности глин по сравнению с глинами нижней части разреза.

В разрезе скв. 222 (рис. 6) весьма четко большими аномалиями ВП выделяются известняки, причем имеет место изменение знака на диаграмме ВП с положительным током. Менее значительными аномалиями выделяются алевролиты и песчаники, а минимальными — глины.

Приведенные примеры диаграмм являются свидетельством того, что метод вызванной поляризации дает возможность получать весьма важные сведе-

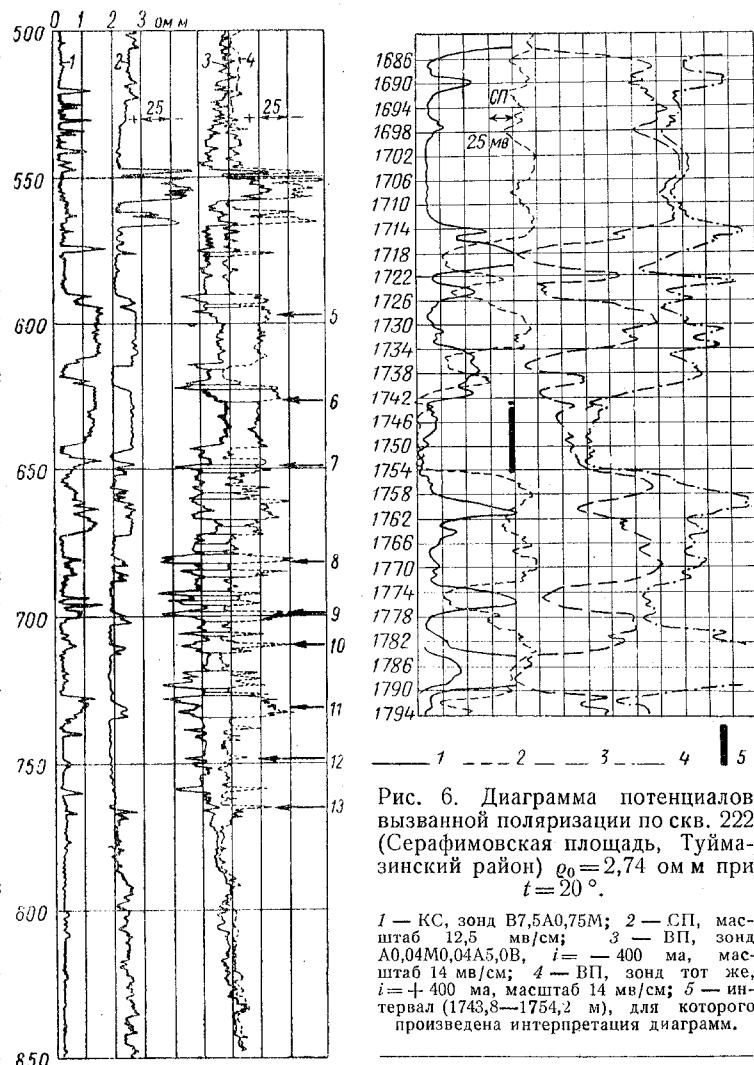


Рис. 5. Диаграмма потенциалов вызванной поляризации с нанесением данных отбора грунтов по скв. 400 (район г. Горская, Грозный).

Раствор: $\gamma = 1,26$; $\rho_0 = 2,9$ ом м при $t^o = 18$.

1 — КС, зонд B0, 25A2M; 2 — СП, масштаб 12,5 мв/см; 3 — ВП, зонд A0,04M0,04A5,0B, $i = +500$ ма; 4 — ВП, зонд тот же, $i = -500$ ма; 5 — песчаник среднезернистый; 6 — песчаник среднезернистый; 7 — песчаник мелкозернистый; 8 — песчаник мелкозернистый; 9 — песчаник мелкозернистый; 10 — песчаник мелкозернистый; 11 — песчаник мелкозернистый; 12 — глина песчанистая; 13 — глина песчанистая.

ния о дисперсности и литологии пройденных скважиной пород.

Выводы

1. Метод потенциалов вызванной поляризации позволяет более детально,

чем метод СП, расчленять разрез и оценивать дисперсность пород.

2. Метод потенциалов вызванной поляризации для условий, аналогичных туймазинским и грозденским, позволяет определять проницаемость песчаных коллекторов.

3. По мнению авторов, метод потенциалов вызванной поляризации должен быть широко опробован в различных районах для оценки перспектив его применения в промышленности.

ЛИТЕРАТУРА

1. Дахнов В. Н., Латышова М. Г., Ряполова В. А. Исследование скважин методом искусственно вызванных потенциалов (электролитический каротаж). Промы-

ловая геофизика, сб. статей. Гостоптехиздат, 1952.

2. Латышова М. Г., Шеффер Н. Д. К вопросу о потенциалах вызванной поляризации тонкодисперсных песчано-глинистых пород. Тр. МНИ, вып. 15. Гостоптехиздат, 1955.

3. Латышова М. Г., Добрынина В. М. Моделирование метода вызванных потенциалов. Тр. МНИ, вып. 15. Гостоптехиздат, 1955.

4. Латышова М. Г. О зависимости между вызванными потенциалами и проницаемостью песчаников. Тр. МНИ, вып. 12. Гостоптехиздат, 1953.

5. Wyllie M. R. J. and Spangler M. B. Application of electrical resistivity measurements to problem of fluid flow in porous media. Bull. of the American Association of Petroleum Geologists, v. 36, № 2 (February, 1952).

6. Winsauer W. O., Shearin U. M., Masson P. H. and Williams M. Resistivity of brine-saturated sand in relation to pore geometry. Там же.

* * *

Опыт исследования генезиса азербайджанских залежей нефти на основе большого аналитического материала

В 1956 г. в издательстве Академии наук Азербайджанской ССР вышла в свет книга Ш. Ф. Мехтиева «Вопросы происхождения нефти и формирования нефтяных залежей Азербайджана».

Известно, что поставленные в заглавии книги вопросы имеют длительную историю. В течение многих десятилетий Азербайджан давал больше половины всей добычи нефти нашей страны и, естественно, нефтяные месторождения Азербайджана привлекали особое внимание ученых, занимавшихся вопросами происхождения нефти.

Исследования в области генезиса нефти Азербайджана осложнялись тем, что вопрос об условиях образования самой продуктивной толщи среднего плиоцен, из которой шла основная нефтедобыча, долгое время оставался спорным.

Напомним, что Шегрен считал продуктивную толщу прибрежным морским образованием, Д. В. Голубятников на основании детальных полевых описаний разрезов продуктивной толщи писал о ее континентальном происхождении, К. П. Калицкий, С. А. Ковалевский и В. П. Батурин видели в продуктивной толще отложения дельт.

Все эти высказывания, если подходить к их оценке с современными требованиями, носили характер более или менее умозрительных гипотез, в которых выделялась какая-либо одна сторона явления. В. И. Батурин первый провел обширное исследование этого вопроса

с применением современных методов; он сделал большое количество минералогических анализов и пришел к обоснованным выводам об источниках сноса. В дальнейшем представления о генезисе продуктивной толщи развивались и совершенствовались.

Происхождение нефти продуктивной толщи также в течение долгого времени находилось в области догадок. Как для подтверждения более удачных и логичных схем (например, представления И. М. Губкина о миграции нефти снизу), так и для опровержения менее удачных (например, представления К. П. Калицкого о первичном залегании нефти в продуктивной толще) явно не хватало фактов. Они могли быть получены в результате обширных геохимических исследований, которые были в достаточном объеме поставлены только в послевоенные годы Институтом геологии АН АзССР и азербайджанскими институтами нефтяной промышленности (АзНИГРИ и АзНИИ). Геохимические работы с большим количеством специальных битуминологических анализов, проведенных в Институте геологии, и легли в основу исследования Ш. Ф. Мехтиева.

Его книга вызывает понятный интерес как первая появившаяся в печати монография по генезису азербайджанской нефти, основанная на большом аналитическом материале.

Работа состоит из шести глав.

Первая и вторая главы посвящены геологическому строению территории Азербайджа-

на и условиям залегания нефти. Они носят вводный характер, и их объем (45 стр.) невелик по сравнению с общим объемом книги (318 стр.). В этих главах использованы новейшие данные по стратиграфии и тектонике Азербайджана. Особое место уделяется разрезу, фациональным особенностям и генезису продуктивной толщи.

Третья глава — «Краткая геохимическая характеристика различных комплексов осадочных пород Азербайджана» (150 стр.) — является центральным исследовательским ядром монографии. После обзора геохимических исследований в Азербайджане и критического рассмотрения существующих общих взглядов по вопросам битуминозности автор описывает избранную им методику аналитической работы.

Далее следует изложение фактического материала. С 1951 по 1955 г. было исследовано 2416 образцов; в большинстве из них определялось процентное содержание битумов, а в некоторых их компонентный состав. Из продуктивной толщи было проанализировано 702 образца, изPontического яруса 13, из диатомовой свиты и чокракского горизонта 12, из сарматы 17, из майкопской свиты 509, из мела 695, из юры 362 и из девона (опорная скважина на г. Велидаг в Нахичеванской АССР) 106 образцов. Читатель может следить за всеми построениями и умозаключениями автора, оценивая степень их достоверности и сличая с фактами, так как в работе приведены полные таблицы аналитических данных. Обработка этих таблиц позволила автору составить диаграммы, на которых показана связь распределения битумов по их процентному содержанию с положением слоев в стратиграфических разрезах и с их литологическим составом. Такие диаграммы составлены для девона, юры, мела, фораминиферовых слоев и майкопской свиты, чокрака, сарматы, диатомовых слоев, Pontического и апшеронского ярусов, а также для продуктивной толщи и ее отдельных свит (ПК, КС, НКП, НКТ и т. д.). По тому же принципу составлена диаграмма распределения битумов с учетом их компонентного состава для всего разреза от нижней юры до апшеронского яруса. Перечисленные диаграммы носят обобщенный характер. Для прослеживания особенностей распределения битумов в конкретных условиях составлены диаграммы распределения битумов и их компонентного состава по отдельным площадям: Мир Башир, Казан-Булаг и Шемаха (фораминиферовые слои и майкопская свита), Ясамальская Долина, Кирмаку, о. Артема, о. Жилой (продуктивная толща). Основываясь на полученном материале, автор в четвертой главе подробно и

критически рассматривает вопрос о нефтематеринских толщах Азербайджана, в пятой главе намечает и обосновывает пути дальнейших исследований по генезису нефтяных залежей и миграции нефти и, наконец, в шестой главе рассматривает генезис вод месторождений Азербайджана, причем устанавливаются очень интересные параллели в стратиграфическом распределении вод (по степени минерализации и химизма) и битумов.

Анализ большого количества данных при их надлежащей обработке позволил Ш. Ф. Мехтиеву сделать ряд выводов, важных для понимания генезиса нефтяных залежей продуктивной толщи. Так, им устанавливается, что образование нефтяных битумов происходит преимущественно в тонкодисперсных породах в восстановительных условиях.

Распределение битумов в породах юры, мела, майкопа и сарматы отличается от распределения их в продуктивной толще.

Компонентный состав битумов древних (старше продуктивной) толщ не изменяется закономерно по вертикальному разрезу, а зависит лишь от литологии вмещающих пород; битумы носят преимущественно маслянистый характер. Ш. Ф. Мехтиев делает отсюда вывод, что битумы этих толщ не связаны с миграцией углеводородов из нижележащих отложений, а генетически связаны с теми породами, в которых образовались. Возможными нефтематеринскими свитами Ш. Ф. Мехтиев считает породы средней юры, некоторые глинистые свиты меловой системы в интервале нижний альб — нижний турон, майкопскую и диатомовую свиты.

В продуктивной толще битуминозность закономерно изменяется по разрезу: содержание асфальто-смолистых компонентов возрастает кверху, что связывается с миграцией снизу. Продуктивная толща в целом по Ш. Ф. Мехтиеву не является нефтематеринской. «В ее нижнем отделе наряду с аллотигенными присутствуют и аутогенные битумы, при этом последних значительно меньше, чем первых. Это позволяет считать, что в нижнем отделе продуктивной толщи образовалась некоторая часть нефти, содержащейся в этой толще в целом».

Работа Ш. Ф. Мехтиева основана на большом количестве фактов, приведенных в книге, что способствует убедительности научных выводов автора. Выводы этой работы должны учитываться при поисках нефти в нижнетретичных и мезозойских отложениях Азербайджана. Книга Ш. Ф. Мехтиева представляет определенный вклад в развитие геологии нефти и совершенствование ее научно-исследовательской методики.

Ю. Косыгин

* * *

Редактор С. П. Максимов

Технический редактор А. В. Трофимов

Корректор Г. В. Николаева

Подписано к печати 27/IV 1957 г.

Формат 70×1081/16.

Усл. печ. л. 6,16.

Уч.-изд. л. 6,93.

T-02875.

Тираж 2000 экз.

Заказ 274.

Цена 6 руб.

Гостонтехиздат, Москва, К-12, Третьяковский проезд, 1/19.
Типография «Красный Печатник». Ленинград, Московский проспект, 91.

6 руб.

**ОТКРЫТА ПОДПИСКА
НА ВТОРОЕ ПОЛУГОДИЕ 1957 ГОДА
на ежемесячные журналы Гостоптехиздата**

ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ

орган Министерства нефтяной промышленности СССР
Подписная цена: на 6 мес. — 36 руб., на 3 мес. — 18 руб.

НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО

орган Министерства нефтяной промышленности СССР
Подписная цена: на 6 мес. — 36 руб., на 3 мес. — 18 руб.

ХИМИЯ И ТЕХНОЛОГИЯ ТОПЛИВА И МАСЕЛ

орган Министерства нефтяной промышленности СССР
и Президиума Академии Наук СССР
Подписная цена: на 6 мес. — 36 руб., на 3 мес. — 18 руб.

ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

орган Главгаза СССР,
Министерства коммунального хозяйства РСФСР и Научно-
технического общества энергетической промышленности
Подписная цена: на 6 мес. — 24 руб., на 3 мес. — 12 руб.

**СТРОИТЕЛЬСТВО ПРЕДПРИЯТИЙ
НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ**

орган Министерства строительства предприятий
нефтяной промышленности
Подписная цена: на 6 мес. — 24 руб., на 3 мес. — 12 руб.

НЕФТЯНИК

массовый производственно-технический журнал
орган Министерства нефтяной промышленности СССР
и ЦК профсоюза рабочих нефтяной промышленности СССР
Подписная цена: на 6 мес. — 18 руб., на 3 мес. — 9 руб.

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ БЮЛЛЕТЕНЬ

орган Министерства нефтяной промышленности СССР
Подписная цена: на 6 мес. — 18 руб., на 3 мес. — 9 руб.

Подписка принимается в городских отделах „Союзпечать“, конторах, отделениях и агентствах связи, в пунктах подписки на заводах, промыслах и стройках, в учебных заведениях, учреждениях и организациях.